

$$\begin{aligned}
S &= \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) = \left(1 - \frac{K_s}{K}\right) = \left(1 - \frac{P_{з(ks)}}{P_{з(k)}}\right) = \left(1 - \frac{L_{л(ks)}}{L_{л(k)}}\right) = \\
&= \left(1 - \frac{Q_{жс(ks)}}{Q_{жс(k)}}\right) = \left(1 - \frac{Q_{ном(ks)}}{Q_{ном(k)}}\right) = \frac{\Delta k}{k} = \frac{\Delta K}{K} = \frac{\Delta P_s}{P_{rs} - P_{з(ks)}} = \\
&= \frac{\Delta P_z}{P_{з(k)}} = \frac{\Delta h_{л}}{L_{л(k)}} = \frac{\Delta h_{л}}{h_{л(ks)} - h_{ст}} = \frac{\Delta Q_{жс}}{Q_{жс(k)}} = \frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(k)}} = 1 - \frac{\Delta P(k)}{\Delta P(ks)}.
\end{aligned} \tag{58}^*$$

Поскольку данная работа выполнена в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз», мы рекомендуем ввести формулу (58) в научную и учебную литературу под наименованием «Формула Тима».

Заключение

Формула (58) открывает широкие возможности для полного анализа состояния пласта и всестороннего проведения гидродинамического и технологического исследований ГДИС и ТИС системы «пласт-скважина-оборудование»

На основе анализа формул (16), (24), (42), (51) и (56) можно сделать следующие выводы:

- числовое значение скин-фактора S представляет безразмерную величину;
- числовое значение скин-фактора S имеет только положительную величину;
- область определения S (принадлежность) $S \in (0, 1]$;
- область существования S , $0 < S \leq 1$;
- при $K_s = K$ скин-фактор S отсутствует (случай, когда пласт не имеет нарушений);
- при $K_s = 0$ скин-фактор S принимает максимальное значение, т. е. $S = 1$ (случай, когда пласт абсолютно непроницаемый).

Скин-фактор – комплексный параметр, отражающий интегрально все виды механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта и на снижение притока пластовой жидкости.

Скин-фактор вносит свой огромный негативный вклад на всех этапах жизни месторождения - начиная от проектирования разработки и завершая его списанием:

- в стадии проектирования разработки месторождения скин-фактор закладывается в виде допущенных ошибок проектирования;
- в стадии строительства и разработки месторождения скин-фактор обеспечивается в виде реализованных ошибок проектирования;
- в стадии эксплуатации месторождения скин-фактор реализуется в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождения с необратимыми нарушениями параметров пласта и на восстановление разрушенной гидрогеоэкологии.

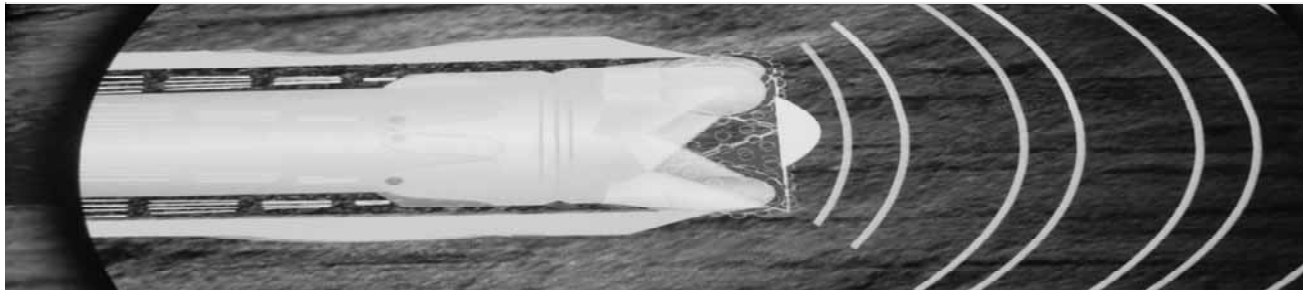
Литература

1. Михеев М. А. Основы теплопередачи: Учебник для вузов. – М.: Госэнергоиздат, 1949. – 396 с.
2. Муфазалов Р.Ш. Гидромеханика добычи нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: Изд-во «Горная книга», 2005. – 328 с.
3. Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Муфазалов Рин.Ш. Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2005. – 184 с.
4. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 44 с.
5. Petroleum production systems/ Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig. – Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений/ Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

РЕАКТИВНО-АКУСТИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Р.Ш.Муфазалов,

НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский



Проблемой номер один для всех нефтедобывающих регионов мира является сохранение потенциальной продуктивности пласта в процессе его вскрытия бурением. Особенно актуальна данная проблема для старых месторождений, месторождений с низкими пластовыми давлениями, а также содержащих высоковязкую нефть. Поэтому самым ответственным этапом строительства скважины считается качественное и чистое вскрытие продуктивного (нефтяного) горизонта, т.к. от чистоты и качества вскрытия полностью зависит уровень начального дебита, длительность эффективной эксплуатации скважины и коэффициент нефтеизвлечения в период разработки месторождения.

Учитывая особую ответственность этапа вскрытия продуктивного пласта при строительстве или капитальном ремонте скважины, во многих зарубежных нефтедобывающих компаниях подобные работы выполняют специализированные бригады.

Причины возникновения проблемы

Существующие и широко применяемые в настоящее время способы вскрытия и заканчивания скважины далеко не совершенны как с технической, так и технологической точек зрения. В большинстве случаев они не обеспечивают оптимального коэффициента продуктивности пласта и нефтеизвлечения, особенно в условиях низкопродуктивных коллекторов и месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

В процессе первичного вскрытия продуктивного пласта твердая мелкодисперсная фаза буровой жидкости и выбуренной породы, глинистые глобулы, кристаллы утяжелителей, полимеры проникают одновременно с фильтратом в поры и трещины коллектора. Глубина проникновения фильтрата кратно превышает глубину перфорационных каналов, что и является главным фактором ухудшения притока нефти в скважину. В общем случае – это результат несоответствия физико-химического состава и реологических параметров буровой жидкости, а также несовершенства гидравлической программы и режима вскрытия пласта бурением.

В естественном состоянии коллектор находится под всесторонним сжатием горно-, гидро- и геостатического давлений. В процессе вскрытия пласта бурением нарушается естественное напряженное состояние с деформационными изменениями и появлением сдвиговых напряжений. Иногда такие напряжения превышают предел прочности породы, особенно при анизотропии пород с различными значениями модуля упругости, предел прочности и коэффициент объемного расширения. Анизотропность приводит к ассиметричным деформационным напряжениям, преимущественно в околоскважинном пространстве, в зонах концентрации напряжения – трещинах и кавернах. Появляется деформационная анизотропность пористости и проницаемости. Это следующая причина снижения притока нефти в скважину.

Проблема усугубляется тем, что проникновение твердовзвешенной фазы с фильтратом буровой жидкости и деформационные изменения коллектора происходят одновременно по мере его вскрытия, вызывая необратимые процессы, такие как эффект заземления или запираания. Наиболее чувствительны к деформационным изменениям карбонатные коллекторы, что обусловлено их трещиноватостью.

Анализ опыта применения технологии

В последние годы поиски новых методов интенсификации процесса бурения и повышения дебита скважин привели к нетрадиционным методам воздействия на призабойную зону в процессе бурения и добычи нефти.

Для решения этой проблемы специалистами НПФ "Тимурнефтегаз" разработана реактивно-акустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта скважины и получены патенты на данное изобретение. Запатентованное решение включает в себя буровое долото с реактивно-акустическим модулем (РАМ) (см. рис. 1).

Применение данной техники и технологии открывает принципиально новые подходы к решению этой проблемы, а опыт бурения на различных месторождениях и регионах показали следующие положительные результаты:

- повышается эффективность разрушения породы и увеличивается скорость бурения от 40 % до 90 %;
- повышается срок службы долота в скважине и увеличивается проходка на долото от 50 % до 80 %;

- существенно снижается диаметральный износ долота, особенно калибрующих элементов;

- в процессе бурения буровой раствор подвергается волновой обработке, гомогенизируется и в результате повышаются его реологические качества;

- создается тонкий защитный экран вокруг стенки скважины, предотвращающий проникновение бурового и цементного растворов в продуктивный и водяные пласты и, как следствие, их загрязнение (обеспечивается чистота коллектора);

- предотвращаются небольшие (до 15 м³/час) поглощения в процессе бурения, существенно снижаются вероятность газо-, водо- и нефтепроявлений в процессе бурения и перетоки пластовой жидкости (обеспечивается экологическая безопасность и подземная гидрогеология);

- исключается образование наддолотных сальников, обвалов, прихватов при бурении неустойчивых пород и повышается качество ствола (стенки) скважины;

- существенно снижается сила трения бурильной колонны на горизонтальном и наклонном участках ствола и обеспечивается требуемая нагрузка на долото;

- усиливается реактивно-акустическая тяга при бурении горизонтального участка ствола сопоставимо с требуемой осевой нагрузкой на долото и обеспечивает плавность его нагружения;

- сроки освоения скважин продуктивных пластов, вскрытых данной технологией, в 1,5 раза меньше нормативного срока, а дебит в 1,5–2 раза превышает дебит пласта, вскрытого по обычной технологии.

Технологию используют для качественной подготовки ствола скважины перед спуском обсадной колонны и цементированием.

Целесообразно и рекомендуется бурить геологоразведочные скважины на новых месторождениях с целью чистоты вскрытия и повышения успешности выявления продуктивных интервалов.

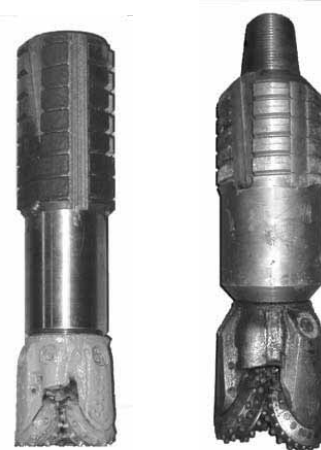


Рис. 1. Реактивно-акустические модули 124,0 и 215,9 мм для бурения и вскрытия продуктивного горизонта наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Влияние гидроакустического поля на процессы фильтрации

Учитывая особую важность процесса вскрытия продуктивного горизонта, провели исследования влияния гидроакустического поля на процессы фильтрации промывочной жидкости через керны с различной проницаемостью [1]. Результаты исследований фильтрации глинистого раствора через керны в статистических, динамических условиях и в гидроакустическом поле отличаются между собой. Существо отличия заключается в изменении скорости фильтрации во времени, т.к. изменение скорости и объема фильтрата промывочной жидкости являются основными показателями, характеризующими образование защитного экрана, т.е. степени коьматации стенки скважины.

Проведенные исследования процессов фильтрации показывают, что при гидроакустическом воздействии образование защитного экрана ускоряется в 10 и более раз, в результате скорость фильтрации через 15...20 секунд становится близкой к нулю, и степень коьматации достигает 92...96 %, а объем фильтрата, проникшего в пласт, снижается в десятки раз.

При статических и динамических условиях такая степень коьматации достигается через 50...60 мин. При статических и динамических условиях фильтрации присутствует глинистая корка, а при гидроакустическом воздействии глинистая корка отсутствует, а толщина коьматационно-защитного экрана составляет 10...18 мм в порах исследуемых кернов.

Кроме указанных, проводились исследования процесса декоьматации – очистки поровых каналов под воздействием гидроакустических волн [1]. При гидроакустическом воздействии на керны очистка коьматационного слоя происходит в десятки раз быстрее, и до полного восстановления проницаемости породы.

На базе проведенных исследований разработана гидроакустическая техника и технология для освоения скважины и интенсификации притока из продуктивного горизонта.

В частности, были разработаны гидроакустические генераторы для бурения с различными активными элементами: вихревые, тороидальные, дисковые, диафрагменные и параметрические генераторы, работающие в режиме усиления выходных параметров. С целью создания гидроакустических устройств с заданными выходными параметрами и выбора оптимальной конструкции проводились исследования амплитудно-частотных характеристик гидроакустических генераторов при различных режимных параметрах. Эти работы выполнялись в Институте машиноведения (ИМАШ) при РАН [2] и РП «ОТО Продакшн Лтд» с привлечением специалистов Института акустики машин при Самарском государственном аэрокосмическом университете [3]. В процессе их выполнения выявлено, что выходные параметры этих устройств зависят от многих факторов: от типа и геометрических размеров активных элементов, плотности, вязкости, количества и скорости истечения рабочего агента в каналах, противодавления в

системе. Но самое главное – генерируемые волны относятся к нелинейной гидроакустике с одновременной генерацией частот от 0,15 до 18 кГц. На рис.2 приведена амплитудно-частотная характеристика гидроакустического устройства для бурения (РАМ).

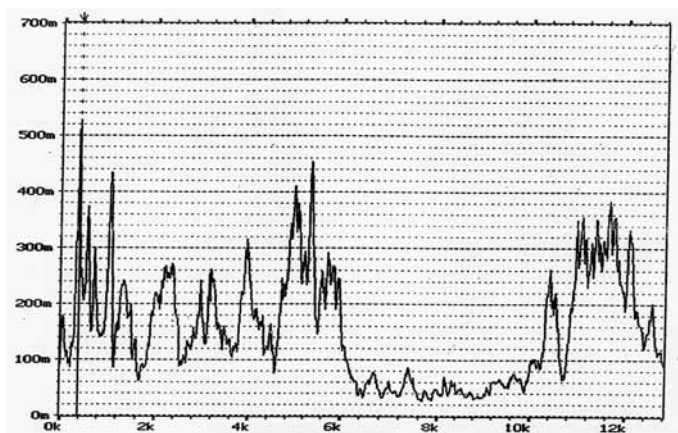


Рис.2. Амплитудно-частотная характеристика реактивно-акустического модуля РАМ.

Применение технологии

Данную технологию можно использовать в процессе роторного способа бурения, различными забойными двигателями, включая электробурь для наклонно-направленного и горизонтального бурения диаметром долота от 93,0 мм и выше. В ОАО «Татнефтепром» (г.Альметьевск) реактивно-акустическая технология бурения используется с 2004 г. для вскрытия продуктивных горизонтов.

По результатам бурения «Татнефтепром» опорно-технологических скважин на Зюзеевском месторождении, проведенного с целью определения эффективности различных технологий вскрытия продуктивных пластов с высоковязкой нефтью, наилучшие результаты по удельной продуктивности пласта получены с использованием гидроакустической технологии.

Кроме этого проводилось бурение опорно-технологических скважин по оценке эффективности различных технологий заканчивания скважин в условиях месторождений компании «Татнефть».

Приняты 13 приоритетных технологий, в т.ч. гидроакустическая технология первичного вскрытия. Анализ и обработка результатов бурения опорно-технологических скважин выполнены институтом «ТатНИПИнефть». Оценка эффективности технологий осуществлялась по значению удельной продуктивности пласта. По данному критерию наивысшие результаты по эффективности вскрытия пластов получены с использованием гидроакустической технологии - увеличение удельной продуктивности пласта составило 3,8 раза.

По мнению специалистов нефтяной компании Saudi Aramco, где объем бурения горизонтальных скважин составляет 100 %, а также технологического сопровождения горизонтального бурения компании Sperry-San, где проводились опытно-промышленные работы, гидроакустическая технология облегчает наводку компоновки, корректировку траектории, повышает точность и ускоряет проводку ствола. На фото 3:- после успешного завершения бурением очередной горизонтальной скважины реактивно-акустической техникой РАМ-149,2мм. Длина горизонтального участка ствола составляла 1500м.

С увеличением глубины скважины эффективность применения РАМ возрастает. Начиная с глубины 3000 м мех. скорость бурения 2...2,5 раза выше по сравнению с традиционной технологией. На рис.3 показаны зависимости $V_{мех}$ от глубины скважины H_m с использованием РАМ и традиционной технологии.

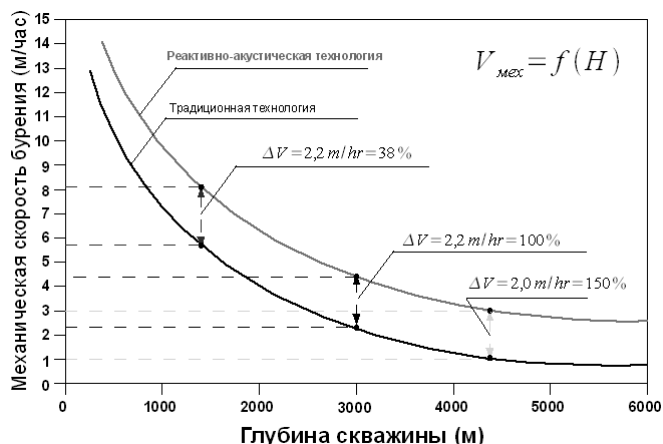


Рис.3. Зависимость $V_{мех}=f(H)$ при различных технологиях.

Основные параметры реактивно-акустического устройства:

- диаметр применяемых долот..... от 93,0 мм и выше;
- плотность промывочной жидкости..... от 900...2200 кг/м³;
- проницаемость разбуриваемых пород.....0,001...2,0 мкм²;
- при интенсивности поглощения до 20 м³/ч и размере пор 10⁻⁸ м;
- при любом виде коллектора и не регламентируемых значений пластовой температуры и содержания сероводорода;
- частота гидроакустических волн..... 0,15...18 кГц;
- амплитуда давления 1,5...6,0 МПа;
- расход буровой жидкости.....0,016...0,035 м³/с;
- перепад давления в устройстве 3,0...6,0 МПа;

Габаритные размеры:

диаметр	120...295 мм;
высота	350...800 мм;
масса	20...150 кг

Заключение

Результаты сравнительного анализа свидетельствуют, что реактивно-акустическая техника и технология по своей простоте использования, надежности, эффективности и многофункциональности назначения является уникальной, не имеющей аналогов в мировой практике. К настоящему времени на базе гидроакустической технологии создан целый ряд техники, реализующей ее технологические принципы в нефтедобывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности. Все они по основным показателям существенно превосходят традиционные технологии. Разработки защищены патентами Российской Федерации, ведущих стран Европы, США, Канады, Японии.

Следует отметить, что гидроакустическая технология, применяемая в различных технологических процессах, является исключительно экологически чистой и физиологически безопасной, что очень важно для широкого использования в топливно-энергетическом комплексе.

Литература

1. *Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Климова Л.Р. и др.* Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2005. – 184 с.
2. Волновая технология и техника / Под ред. акад. РАН Ганиева Р.Ф. М.: Издательская фирма «Логос», 1993. – 127 с.
3. Технический отчет Института акустики машин при СГАУ по договору № 019 от 12.03.2001 «Измерение амплитудно-частотных характеристик скважинных генераторов».

ГИДРОАКУСТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Р.Ш. Муфазалов (НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский),

И.М. Латыпов (УГАТУ, г. Уфа),

И.Г. Арсланов (ОФ УГНТУ, г. Октябрьский)

Интенсификация химико-технологических процессов направлена на повышение их экономической эффективности путем управления режимными параметрами оборудования, сокращения затрат материалов и энергии, улучшения качества выпускаемой продукции, снижения трудоемкости и повышения эффективности автоматического управления. При этом различные физические воздействия на процессы с позиций термодинамики являются энергетическими, приводящими к изменению свойств и состояния среды. Значительное расширение управляющих воздействий в сочетании с интенсифицирующими физическими воздействиями позволяет в принципе ставить и решать задачу оптимизации как технологического процесса, так и конструкции аппарата во всем возможном множестве переменных.

В химическом производстве вещества перерабатываются с целью изменения физического состояния, содержания энергии и состава. Превращения одних веществ в другие происходит в реакторах. На степень превращения влияют многочисленные факторы: кинетика реакции, гидродинамическая обстановка, тепло-массообмен и т.д. Подавляющее большинство процессов химической технологии (механические, тепло-массообменные) протекают на «физическом» уровне, т.е. не связаны непосредственно с химическими превращениями веществ, да и элементарные акты химических реакций имеют физическую природу. Каждый технологический процесс определяется своей физико-химической сущностью, выражающейся в идентичности материальных и внутренних связей. По характеру этих связей все процессы химической технологии подразделяют на следующие классы: механические, гидромеханические, тепловые, массообменные, химические. В механических и гидромеханических процессах целенаправленно

проводят разделение твердых тел и неоднородных систем, измельчение и диспергирование, смешение и образование неоднородных систем и т.п. Для интенсификации подобных процессов требуется активное вмешательство в движение отдельных элементов жидкостей и твердых тел. Для этого необходимо управление полями скоростей и напряжений в заданных пространственно-временных масштабах как в элементах объема, так и на ограничивающих поверхностях. Таким образом, в общем случае интенсификация механических и гидромеханических процессов связана с задачей создания управляемых течений в многофазных гетерогенных системах и динамических полей напряжения в твердых телах. Такие задачи могут решаться специальными приемами генерации вихрей, колебательных потоков, дислокаций и тому подобных структур с необходимой интенсивностью и распределением в пространстве и времени.

В тепло-массообменных процессах внешние воздействия должны быть связаны с ускорением переноса энергии и массы. Из физической сущности тепло-массопереноса следует, что интенсификация может идти по пути создания больших градиентов скорости и давления по времени, влияния на конвективный перенос и непосредственно на коэффициенты переноса, а также по пути управления распределением источников воздействия. Когда создание больших градиентов лимитировано свойствами перерабатываемых веществ или технологическими условиями, перспективно физическое воздействие через конвективный тепломассоперенос. Существенный вклад может дать управляемое пространственно-временное распределение внутренних источников тепла, генерируемых различными полями или частицами. Наконец, существует возможность влияния непосредственно на коэффициенты переноса, например, утончение пограничных слоев под воздействием колебаний и т.п.

Химические и микробиологические процессы представляются наиболее трудными для интенсификации, поскольку в отличие от остальных протекают на атомно-молекулярном и клеточном уровне. Тем не менее, помимо интегральных эффектов, связанных с увеличением констант скорости реакций при нагреве и общей интенсификации, обусловленной ускорением транспорта реагирующих веществ для гетерогенных реакций, возможно селективное влияние энергетических воздействий на элементарные акты реакций. По сути дела речь идет об обеспечении межмолекулярной и внутримолекулярной селективности возбуждения, например, в результате нелинейных эффектов.

В общем случае при выборе физического воздействия для интенсификации технологических процессов в первом приближении можно руководствоваться простым правилом: по мере перехода от процессов на макроскопических уровнях к процессам на микроскопических уровнях и необходимое воздействие должно быть тех же уровней. Например, для механических процессов и воздействие должно иметь механическую природу, а для химических процессов – в виде отдельных квантов. Многие технологические процессы одновременно протекают на обоих уровнях, поэтому и интенсифицирующее воздействие в этих случаях должно быть двухуровневым, т.е. комбинированным.

Традиционные методы интенсификации химических процессов являются энергоемкими, и зачастую величина достигнутого эффекта не покрывает затрат. В связи с этим возникает задача использования современных высоких технологий, обеспечивающих достижение требуемого эффекта без больших материальных и энергетических затрат. К их числу относятся и технологии, использующие акустические (волновые) методы воздействия на химико-технологические процессы. В мощном акустическом поле, создаваемом специальной аппаратурой в газе, жидкости или многофазной среде, помимо колебательного движения возникают однонаправленные вихревые потоки – акустические течения. Высокоскоростные кумулятивные струи создают локальные давления порядка 10^2 - 10^3 МПа. На поведение кавитационных полостей существенное влияние оказывают внешнее давление среды, электрическое поле, добавки ПАВ и другие дополнительные воздействия, позволяющие управлять кавитацией. Всесторонний анализ процессов, происходящих при акустическом воздействии на жидкости, газы и многофазные среды дает возможность разрабатывать новые конструкции высокоэффективного технологического оборудования, обеспечивающего интенсификацию химико-технологических процессов. К числу мероприятий, обеспечивающих решение указанных задач, относятся интенсификация тепломассообменных процессов при гомогенизации смесей, процессов распыления и горения углеводородного сырья, а также охлаждение продуктов реакции.

Авторами разработаны гидроакустические генераторы различных конструкций с регулируемыми амплитудно-частотными параметрами. Источником энергии для генерации волн служит энергия потока жидкости, газа, пара или парогазожидкостной смеси. Разработаны акустические генераторы с различными активными элементами: вихревые, тороидальные, дисковые, диафрагменные и параметрические генераторы, работающие в режиме усиления выходных параметров. Акустические генераторы работают в автоколебательном режиме и не имеют движущихся частей и деталей, отличаются простотой конструкции, технологичностью изготовления и надежностью в работе. На основе разработанных базовых акустических генераторов созданы гомогенизаторы – смесители, распылители, горелки для различных технологических процессов, в том числе для производства технического углерода, нефтяного битума и пигментированных лакокрасочных материалов. При этом были решены задачи увеличения выхода и улучшения качества конечной продукции, а также вопросы, связанные с охраной окружающей среды.

Литература

1. Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., Муфазалов Р.Ш., Зарипов Р.К., Газизов Р.А. Нефтепереработка и нефтехимия. – 2000. – №2. – С. 12–14.

2. Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., Зарипов Р.К. Акустическая технология в нефтехимической промышленности. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2001. – 152 с.
3. Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Зарипов Р.К., Бадриев А.А. Интенсификация процесса получения окисленного битума с использованием гидроакустической технологии. V Конгресс нефтегазопромышленников России. Тезисы докладов. – Казань, 2004. – С.123.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ

Р.Д. Мухамедяров (ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань),

В.Р. Туманов (ООО «Космическая геология», г. Казань)

Многолетний опыт конструирования и использования радиометров-тепловизоров позволил «Институту аэрокосмического приборостроения» разработать уникальный, не имеющий аналогов в мире, метод обработки тепловизионной информации космо- и аэросъемок в ИК тепловом диапазоне, позднее получивший название МВТГМ (метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова).

Видеотепловизионная съемка входит в состав методов терморазведки, объединяющей физические методы исследования естественного теплового поля Земли. МВТГМ является геофизическим методом и по своей сути существенно отличается от традиционных аэрокосмических методов, очень широко применяющихся в геологоразведке в течение многих десятилетий.

Суть технологии МВТГМ является прикладным следствием следующих лемм-гипотез, выдвинутых Р.Д. Мухамедяровым [1–4]:

- тепловое излучение помнит о своем происхождении;
- глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн.

Энергетическая система Земля-Космос неравновесна. У поверхности Земли доля солнечной энергии составляет 99,98%, глубинной – 0,02%. В традиционных моделях принимается, что ниже нейтрального слоя мощностью всего лишь в первые десятки метров температурный режим уже полностью определяется восходящим эндогенным потоком. Это казалось бы очевидное утверждение неверно в геологическом масштабе времени. Обмен энергией с Космосом затрагивает гораздо более глубокие слои и определяется структурой геологической среды, ее динамикой и термическими свойствами горных пород. Именно поэтому вычисленные путем послойной генерализации объемные модели поля теплового излучения в недрах получаются жестко согласованными с многозональным изображением поверхности Земли, удовлетворяют представлениям о диссипативных структурах в неравновесных открытых энергетических системах, хорошо увязываются с моделями, полученными другими геофизическими и геологическими методами.

К поверхности эндогенное тепло передается через горные породы посредством кондуктивной теплопроводности, конвекцией флюидами и излучением.

Кондуктивная теплопроводность определяется в минералах, обладающих электронной проводимостью (золото, железная руда, полиметаллы и др.), посредством диффузии свободных электронов, а в минералах, не обладающих электронной проводимостью, – колебаниями атомов кристаллической решетки.

Конвективная теплопроводность определяется в переносе тепловой энергии упругими колебаниями. Колебания передаются смежным молекулам, и энергия теплового движения передается от одного слоя к другому постепенно, что характеризует малую величину коэффициента теплопроводности флюидов.

Механизм излучения в полупрозрачных средах рассматривается в отдельном докладе Р.Д. Мухамедярова.

Тепловое излучение, пройдя внутренние части нашей планеты по лемме Мухамедярова Р.Д., запоминает информацию о блоково-разломной структуре горных пород, как будет показано далее. Посредством технологии МВТГМ можно будет расшифровать положение блоков через кондуктивно-контактную теплопроводность, а расположение зон разломов – зон проницаемости через конвективно-молекулярную теплопроводность.

Теплопроводность возрастает с увеличением плотности горных пород и зависит от степени газо-, водо- и нефтенасыщения, и эту структуру изменения с глубиной проникновения h_N можно отследить и показать.

В связи с тем, что видеотепловизоры, создаваемые в нашем институте и за рубежом, имеют различные пространственные, спектральные и радиометрические разрешения, и устанавливаются на различные носители (спутники, самолеты, дирижабли), то при последовательном увеличении высот носителей происходит естественная генерализация.

Объединение свойств естественной генерализации и МВТГМ позволяет расширить сферу предлагаемых услуг на два порядка и охватить весь спектр геологоразведочных и геотехногенных задач во всех материках и регионах земного шара (табл. 1).

**Уровни геотермического зондирования аэрокосмических видеотепловизионных съемок
на основе технологии МВТГМ**

Уровень генерализации	Пространственное разрешение	Глубина проникновения (км) и масштаб по глубине	Масштаб по горизонтали
1. Космический			
1.1. Глобальный	800-6400 м	9-710 М 1:100000 М 1:500000	М 1:500000 М 1:2000000
1.2. Континентальный	90-1000 км	9-110 М 1:50000 М 1:250000	М 1:100000 М 1:1000000
1.3. Региональный	15-90 м	1-9 М 1:20000 М 1:100000	М 1:50000 М 1:200000
1.4. Локальный	15-60 м	0,4-6 М 1:10000 М 1:50000	М 1:20000 М 1:100000
1.5. Сверхлокальный	2-60 м	0,4-3 М 1:5000 М 1:40000	М 1:8000 М 1:60000
2. Авиационный (дирижабли, самолеты, вертолеты)			
2.1. Обзорный	2-20 м	0,2-2 М 1:1000 М 1:10000	М 1:4000 М 1:40000
2.2. Детальный	0,2-2 м	0,02-0,2 М 1:100 М 1:1000	М 1:400 М 1:400
2.3. Сверхдетальный	0,02-0,5 м	0,002-0,05 М 1:10 М 1:50	

Алгоритмы МВТГМ нацелены на выявление и картографирование следующих новых нефтегазопроисковых факторов:

- генерализация ИК теплового поля – на селективное отображение блоково-морфоструктурного строения (геодинамических блоков и граничных разрывов) по структурным этажам;
- эквипотенциальная термометрия – на выявление внутренних термодинамических неоднородностей блоковых морфоструктур;
- линейаризация (синтезирование трех-пяти ИК зон, улучшение пространственного разрешения и последующая эквипотенциальная термометрия) – на выделение зон сжатия, растяжения, разупрочнения и разуплотнения горных пород с лучшими коллекторскими свойствами, в состав которых входят и зоны флюидоперетоков и флюидонакопления структурного и неструктурного типов [4-5].

Опытными работами Института аэрокосмического приборостроения с применением методов видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) доказано, что дальний ИК-диапазон (7,5÷13,5 мкм) позволяет зондировать глубинную структуру термодинамического поля; в результате практически реализуется геофизический эффект дистанционного зондирования. Конечными результатами обработки ИК-тепловых видеосцен являются:

- новые информационные показатели: прогнозные оценки, новые закономерности;
- геотермические аномалии: относительно «холодные» и «теплые» – оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
- геодинамические аномалии: зоны сжатия и растяжения, влияющие на фильтрационные параметры – оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
- аномалии водонасыщенности горных массивов;
- флюидопроницаемые зоны, флюидизированные разломы, «трубы», зоны водообмена, места нагрузки подземных вод, зоны дезинтеграции пород и малоамплитудных разрывов;
- направленность конвективных тепловых потоков – нисходящая, восходящая;
- структуры не только открытые, но и глубинные, это в основном блоковые и линейные морфоструктуры, картирование микроамплитудных блоковоразрывных структур, новейших деформаций большого радиуса кривизны, местных деформаций, разрывов, флексур, определяющих условия миграции и аккумуляции флюидов в продуктивных

осадочных комплексах; детализация морфологии поднятий по перспективным горизонтам осадочного чехла; неотектоническая активность структур;

- гидродинамические связи блоков;
- горные массивы, различающиеся по теплопроводности, теплоемкости и тепловой инерции;
- изменчивость фильтрационно-коллекторских свойств горизонтов;
- нефтегазоперспективные термодинамические ситуации на поисковых площадях; составление многоуровневых срезов термодинамического поля плитного комплекса в помощь построению трехмерных геомиграционных моделей флюидных бассейнов и месторождений (флюидогеохимическая 3D модель); проектирование сейсморазведки, опорно-параметрического и поискового бурения на базе предварительных флюидогеохимических моделей; обоснование заложения скважин на месторождениях;
- инженерно-геологические неоднородности;
- тепловой режим нефтепромыслового и промышленного оборудования; обнаружение утечек в нефте- и газопроводах, теплотрассах, водоводах; контроль за недропользованием.

На рис. 1 представлено исходное тепловое изображение г. Перми и его окрестностей, Верхнекамской гидроэлектростанции, р. Кама с притоками, р. Чусовая и р. Сылва, полученное с ETM+ (США).



Рис. 1. Исходное космическое изображение, г. Пермь

На рис. 2 представлено то же тепловое изображение, обработанное по технологии MBTGM: алгоритм GS (см. блок схемы № 1 и № 2), что соответствует слою $N=53$ и глубине проникновения $h=1,6$ км. Обнаруженная разломная зона – зона проницаемости повторяет русло р. Камы, но находится восточнее и южнее на расстоянии $12\div16$ км от основной р. Камы и далее на юге от р. Камы на расстоянии $22\div26$ км образует новую зону проницаемости – зону подземной «реки». Эта зона имеет множество ответвлений, в частности, в районе Пермского нефтеперерабатывающего завода, где на расстоянии 2 км семь подземных потоков на глубинах от 11 до 14 метров вытекают с территории завода в реку Пыж. Три из них загрязнены нефтепродуктами.

Знание точного расположения подземных потоков в районах больших городских конгломераций дает две возможности:

- не строить крупные промышленные объекты в зоне расположения подземной реки или в зоне разгрузки;
- получить качественно хорошую «живую» воду, близкую родниковой, если строить артезианские колодцы в зоне разгрузки этих подземных рек.

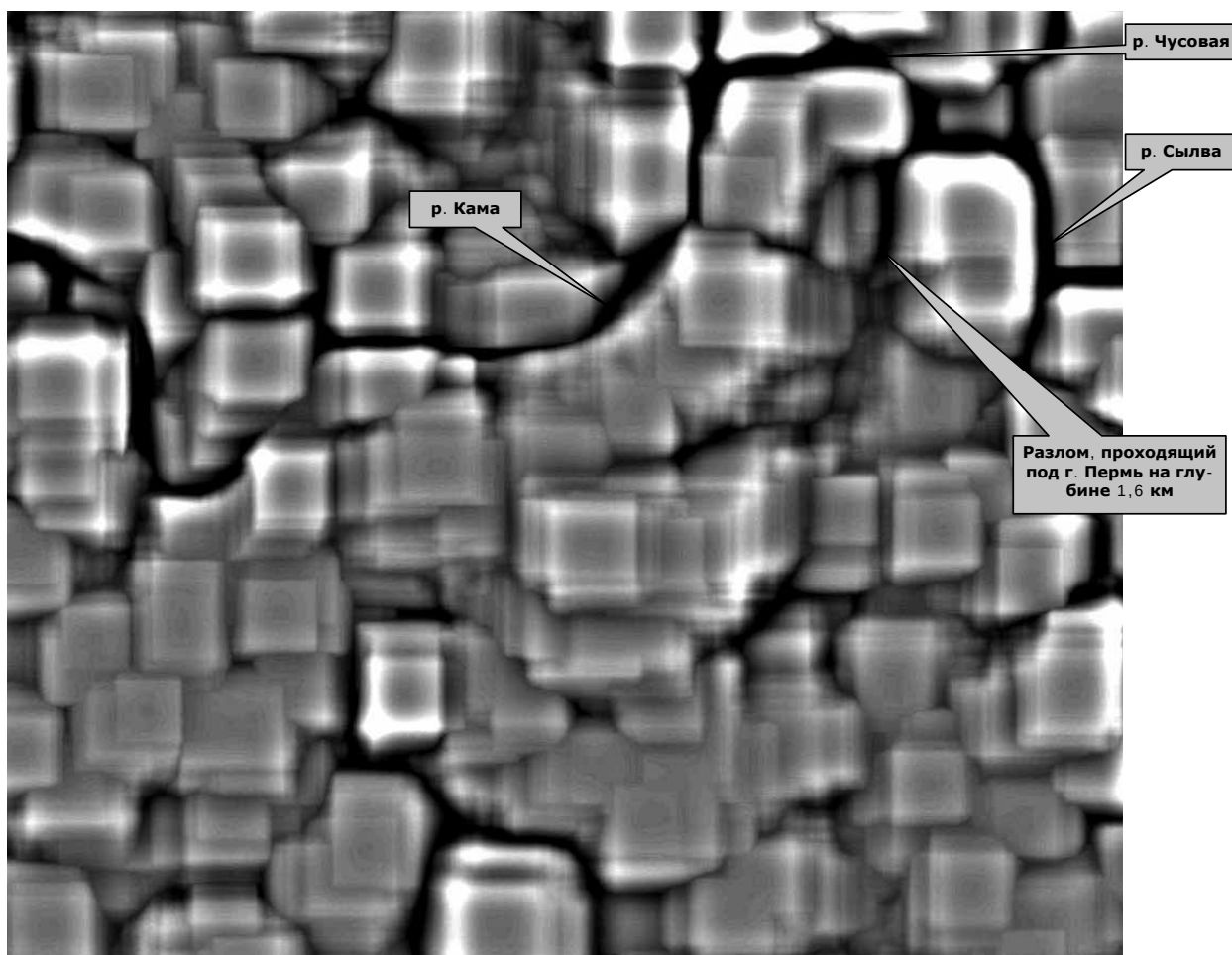


Рис.2. Видеотепловизионное изображение г. Перми, обработанное по технологии MBTGM. Эффективная глубина проникновения 1,6 км

На рис. 3 представлено видеотепловизионное изображение центральной части г. Перми на глубине 50 м, обработанное по технологии MBTGM (алгоритм *GS*), с наложенным на него панхроматическим снимком «Биг Берда» (нулевой слой), что позволяет сразу увидеть как разломные зоны – темные жирные линии – проходят через административные и жилые дома, через шоссе и железные дороги, через всю инженерную инфраструктуру города.

Выделение перспективных на углеводородное сырье зон и участков на локальном и региональном уровнях продемонстрировано нами в публикациях 2007– 008 гг. [5–7].

Как пример выделения участков с благоприятными для накопления углеводородов условиями здесь приводится рис.4 – вертикальный разрез второй производной поля теплового излучения, через Куюмбинское месторождение нефти в Восточной Сибири. Залежи в пересечениях скважинами 212 и 211 дали суточный дебит нефти от 100 до 300 м³/сут.

Не заменяя традиционные геофизические методы и контактную геотермию, видеотепловизионная генерализация показывает геологическую среду в новом ракурсе и выявляет некоторые ранее неизвестные ее особенности. По соотношению цены и пригодных для геологического осмысления данных метод не имеет себе равных.

На стадии региональных тектонических и минерагенических исследований он должен предварять или сопровождать геофизические исследования по геотраверсам и входить в комплекс интерпретационных работ при переосмыслении старых геолого-геофизических данных.

На стадии средне- и крупномасштабных работ он должен предварять дорогостоящие полевые работы. Объектами изучения и поисков могут быть углеводородное сырье, пресные и минеральные воды, инфильтрационные месторождения урана, структуры, контролируемые месторождения алмазов, каменных солей, руд и др. полезных ископаемых, места для создания подземных хранилищ газа в Республике Татарстан и Российской Федерации [3,4,7,8].

На стадии локальных инженерно-геологических исследований метод необходим как одна из составляющих научной основы для планирования и мониторинга мероприятий по использованию геологической среды для производственных нужд.

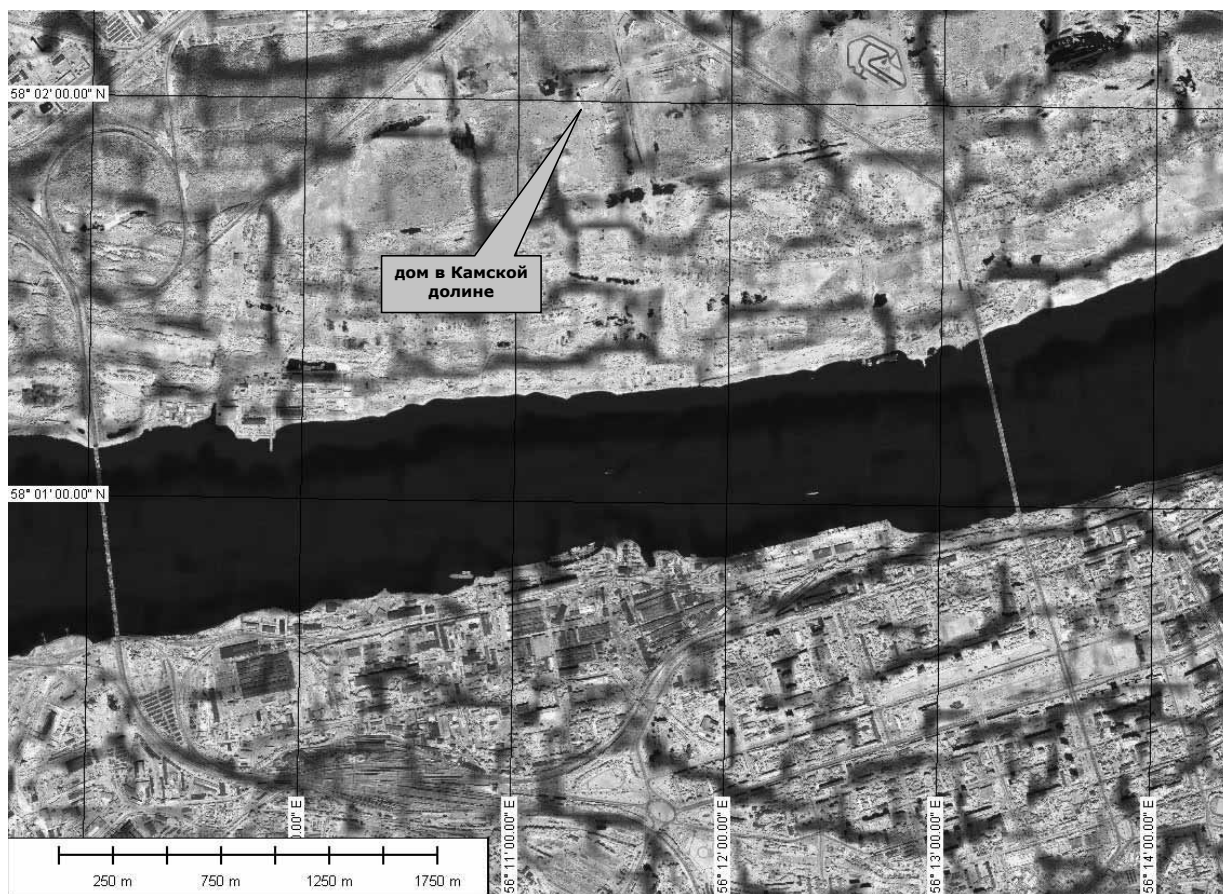


Рис. 3. Тепловизионное изображение центральной части г. Перми, обработанное по технологии МВТГМ. Эффективная глубина проникновения 50 м

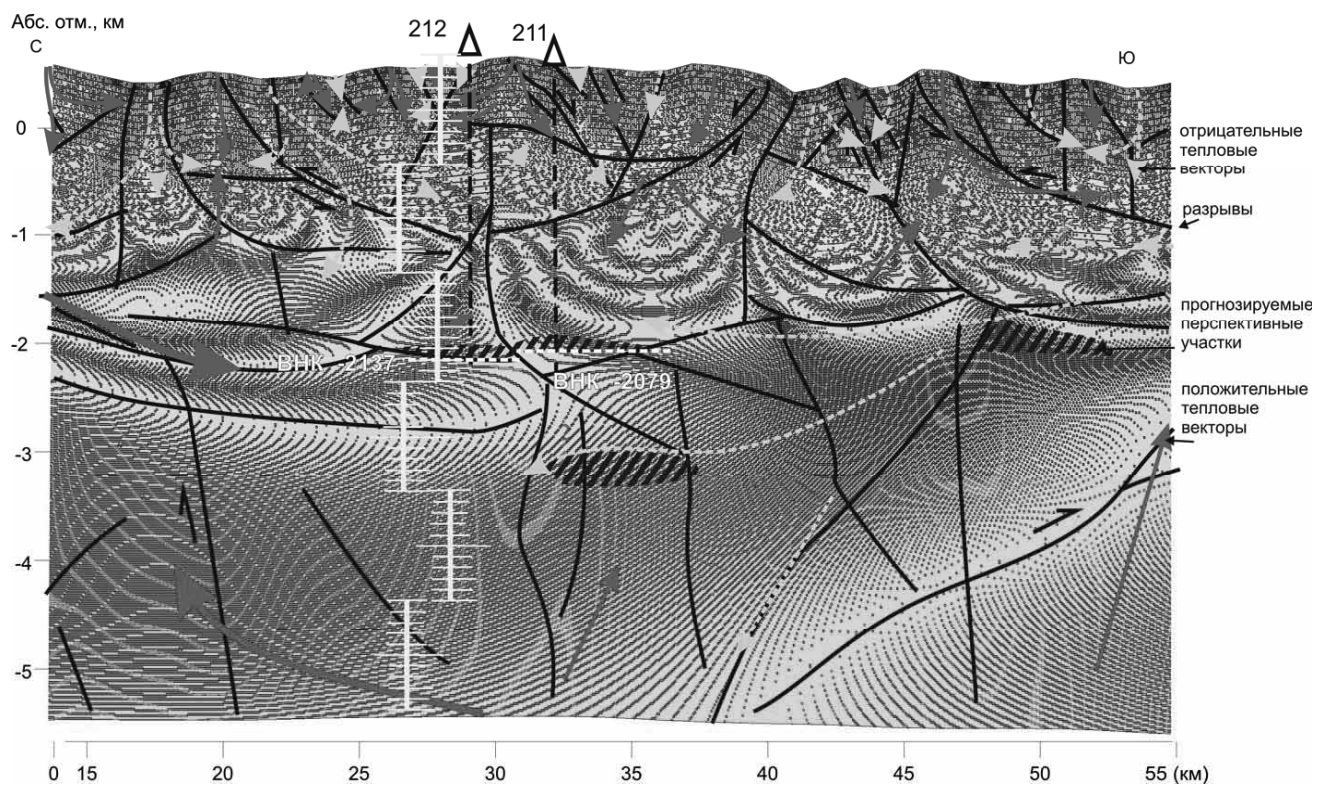


Рис.4. Вертикальный разрез поля теплового излучения. Вторая производная. Куюмбинское месторождение нефти.

Литература

1. Мухамедяров Р.Д., Тимофеев В.Н. О поляризационных характеристиках собственного излучения морской поверхности // Изв. АН СССР, сер. Физика атмосферы и океана. – 1981. – Т. 17. – № 11. – С.1178–1183.
2. Мухамедяров Р.Д. Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом. Докторская диссертация. 1991 г.
3. Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И. Способ измерения температуры // Пат. РФ № 2086935 от 10.01.1994.
4. Мухамедяров Р.Д. Метод видеотепловизионной генерализации и полупрозрачность глубинных структур Земли. Доклад на Международной научно-практич. конф. «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов» 9–11 сентября 2009 г.
5. Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д. Метод видеотепловизионной генерализации – одно из перспективных направлений исследований геологии углеводородов // В кн. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – С.580–585.
6. Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Р. Поиски месторождений углеводородного сырья, урана, геотермальных источников энергии методом видеотепловизионной генерализации. Доклад на 8-м Петербургском Международном Форуме ТЭК. <http://www.space geo.ru>.
7. Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Р. Метод видеотепловизионной генерализации в геологоразведке. В кн. «Тепловое поле Земли и методы его изучения. – М.: РИО РГГРУ, 2008. – С.250–256.
8. Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И. Способ измерения излучательной способности объекта по измеренной температуре // Пат. РФ № 2382994 от 30.04.2008.

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ИНТРОСКОПИЯ ГЛУБИННЫХ СТРУКТУР ЗЕМЛИ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ

Р.Д.Мухамедяров

ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань

E-mail: m.robert17@mail.ru

Наш дом – планету Земля – как объект исследования с точки зрения аэрокосмического мониторинга в оптическом диапазоне длин волн [1–15] можно рассматривать как гигантскую термодинамическую открытую геосистему, своего рода тепловую машину, которая характеризуется процессами обмена веществом и энергией с окружающей космической средой, включающей как внутренние части нашей планеты, так и мировое пространство. Обмен веществом и энергией между компонентами геосистем является фактором, определяющим ее внутреннее единство.

Планета Земля и Солнце существуют в виде материи – вещества, разогретого до определенных температур на поверхности $T_3=257$ К и $T_c=5770$ К в среде реликтового излучения фотонов, соответствующего температуре глубочайшего холода Космоса 2,7 К.

Термодинамическая теория таких тепловых машин известна, при этом приращение энтропии

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{\Delta Q}{T},$$

где ΔQ – количество приращения теплоты при температуре T .

Коротковолновое тепловое излучение, приходящее на Землю от Солнца, составляет около $E_c=230$ Вт/м² и соответствует температуре поверхности Солнца около $T_c=5770$ К, тогда средняя плотность потока энтропии с поверхности Земли составит

$$\mathcal{E} = \frac{4}{3} E_c \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_3} \right) \approx -18 \text{ мДж} / \text{м}^2 \text{ К}.$$

при $T_3=257$ К.

Структура и динамика процессов, протекающих в ландшафтной сфере в поверхностных слоях Земли, зависят от количества энергии, поступающей в геосистему.

Процессы эволюции и самоорганизации на Земле происходят в тонком слое земной поверхности, состоящем из скальных и осадочных пород, вод и атмосферы.

Эволюция и самоорганизация выражается в виде геологических, атмосферных и биологических процессов.

Процессы эволюции и самоорганизации на планете Земля происходят за счет разности (градиента) температур между поверхностью Солнца или поверхностью Земли, с одной стороны, и температурой космического пространства, с другой стороны.

Лучшие аэрокосмические тепловизоры-радиометры на сегодняшний день обладают температурной чувствительностью, то есть эквивалентной шуму разностью температур, $\Delta T_g = 0,1\text{--}0,3$ К, что на два порядка больше

предельных для этого атмосферного окна 8÷14 мкм величин, обусловленных шумами фона. Это означает, что объем информации о коэффициентах отражения от различных объектов эквивалентен информативности глаза при освещенности на 4 порядка меньше средней дневной освещенности, что соответствует глубоким сумеркам.

При наблюдении объектов на поверхности Земли в безоблачную погоду коэффициент контраста составляет не более, чем величину $\sin^2 75^\circ = 0,933$, тогда вариации температуры пересчитываются в вариации излучательной способности с коэффициентом $4\varepsilon_{cp}/\beta T_3 \cdot 100\% = 1,39\% \text{ град}^{-1}$. Но для проникновения в глубину геологических структур ландшафта и предсказания стихийных и геотехногенных ситуаций в нашем доме – планете Земля, понадобился принципиально новый метод повышения температурной чувствительности – метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) [6-14].

Метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) основан на прикладных следствиях двух лемм-гипотез, выдвинутых и активно используемых автором с 80-х годов прошлого столетия [1-14]:

- «тепловое излучение помнит о своем происхождении»;
- «глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн».

Существенная новизна МВТГМ состоит в следующем. Предшествующие карты теплового поля Земли основываются на контактных методах определения температур в скважинах с помощью датчиков, число которых ограничено. Поэтому распределение температур, получаемое этими методами, необходимо дискретное. МВТГМ позволяет получить континуальную картину распределения температур, и в этом его качественное отличие от контактных методов. Практически реализуется эффект непрерывного зондирования и выявления аномалий плотности Земли по глубине по соответствующим аномалиям температурного поля, полученного с использованием весовой функции, на основе трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов земной коры в результирующее излучение элемента поверхности δ . При этом имеет место фундаментальное соотношение: $\delta^l \Delta T_p = \text{const}$, где δ – элемент пространственного разрешения, ΔT_p – эквивалент шумовой радиационной температуры, характеризующий основные функциональные параметры аэрокосмической аппаратуры видеотепловизионной съемки, $l=2,5 \div 2,72$. Фактически производится размен пространственного и спектрального разрешения на температурную чувствительность, а степень генерализации МВТГМ определяется рядом целочисленных величин 1, 2, 3, 4, 5 и т.д., причем первый слой является исходным тепловым аэрокосмическим цифровым изображением.

В частном случае вид пространственной генерализации, полученный автором, будет:

$$\varphi(\vartheta_{x,y}) = \frac{\left[\sum_i^{N_x} \sum_j^{N_y} (k_j \cdot E_j) \right]^{\frac{1}{\alpha-\beta}}}{\sum_i^{N_x} \sum_j^{N_y} (k_j \cdot E_j)^\beta}, \quad (1)$$

при $\alpha=0, \beta=\alpha-1$

$$\varphi(\vartheta_{x,y}) = \frac{N_x N_y}{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_j \cdot E_j)^{-1}} - \text{среднее гармоническое}, \quad (2)$$

а при $\alpha=1, \beta=\alpha-1$

$$\varphi(\vartheta_{x,y}) = \frac{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_j \cdot E_j)}{N_x N_y} - \text{среднее арифметическое} \quad (3)$$

Сигнал на i -м приемнике тепловизора-радиометра определяется выражением:

$$E_{ji} = A \cdot S_{\lambda_{MAKCi}} \cdot \int_{\lambda_{\lambda 1}}^{\lambda_{\lambda 2}} \varepsilon_{\lambda T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 (\lambda \cdot T)) - 1)^{-1} \cdot \alpha_{\lambda_i} d\lambda \quad (4)$$

где A – коэффициент, характеризующий оптическую систему;

$S_{\lambda_{MAKCC}}$ – максимальная спектральная чувствительность;

α_{λ_i} – относительная характеристика приемника;

b_{λ_T} – спектральное распределение плотности энергии излучения;

$$b_{\lambda_T} = \varepsilon_{\lambda_T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 (\lambda \cdot T)) - 1)^{-1};$$

где ε_{λ_T} – излучательная способность объекта;
 $c_1 = 3,7413 \cdot 10^{-12}$ Вт·см²; $c_2 = 1,4388$ см·град;
 λ – длина волны излучения, мкм; T – температура.

Для определенных классов геолого-геофизической среды [10] и инженерных сооружений [7–9, 11–13] α и β могут быть дробными и позволяют выбрать величину глубины проникновения h_i при каждой ступени генерализации N как по пространственному, так и спектральному разрешению [6,15,16], а также вид генерализации, например, среднее гармоническое при $\beta=\alpha-1$, $\alpha=0$ для суммирования различных слоев по теплопроводности.

Предлагаемый способ позволяет вести поиск аномалий температурного поля Земли с глубиной, то есть определять области аномалий массо-энергетического обмена в различных геолого-геофизических слоях Земли. Это достигается тем, что аэрокосмические цифровые тепловизионные изображения обрабатываются по предложенному способу, в частности, на основе модели трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов Земной коры в результирующее излучение в области окружающего элемента поверхности $\delta_{x,y}$.

Для оценки глубины проникновения h_N на уровне слоя N используется полученное автором соотношение:

$$h_N = \frac{H^2}{h_T + H} \left(\frac{N\delta}{2} + \frac{N^2\delta^2}{4} \right); \quad (5)$$

где N – номер горизонтального слоя;

h_T – предполагаемое расстояние от объекта исследования до земной поверхности;

H – расстояние от датчика съемочной аппаратуры до земной поверхности;

δ – угловое пространственное разрешение съемочной аппаратуры, рад.

Нулевым слоем является панхроматическое изображение, полученное за счет отражательных характеристик объектов в видимом диапазоне электромагнитных волн, а первым слоем генерализации является тепловое изображение объектов земной поверхности, полученное при съемке в окне прозрачности атмосферы 7,5–13,5 мкм оптического диапазона волн, или, соответственно, из выражений 1 и 5 при $N=1$.

Из этого следует, что проникающая способность исходного теплового изображения h_1 равна величине полпикселя $h_1 = \frac{\delta_{x,y}}{2}$. Видеотепловизионные аэрокосмические съемки привязаны к радиометрической температуре, $T_B = \sqrt[4]{\varepsilon} T_B$ где ε – излучательная способность объекта поиска, T_B – термодинамическая температура, $\delta^2 \times (1,4,9,16,25$ и т.д.) – площади при каждой степени генерализации.

В частном случае, когда ищется подземное месторождение воды или подтопление вдоль трассы трубопровода, температура радиационная близка к температуре термодинамической, измеренной в скважине при длине волны излучения $\lambda_m = 11$ мкм, $\varepsilon_\lambda = 0,99153$

$$T_B = \sqrt[4]{\varepsilon_\lambda} \cdot T_B = 0,998 T_B$$

В этом случае при длине волны принимаемого теплового излучения $\lambda_m = 11$ мкм температура радиационная соответствует термодинамической температуре подземных источников воды с точностью 0,2% [3].

Еще лучше для тарировки аэрокосмических данных в зимнее время и в полярных районах использовать тепловое излучение льда при длине волны излучения $\lambda_m = 10,5$ мкм $\varepsilon_\lambda = 0,994$, при которой температура радиационная соответствует термодинамической температуре с большей точностью $T_B = \sqrt[4]{\varepsilon_\lambda} \cdot T_B = 0,9985 T_B$ [3,16].

Излучательная способность различных типов земной поверхности – суши – колеблется в пределах $\varepsilon = 0,8 \div 0,97$, поэтому суша днем нагревается за счет солнечного облучения, а ночью остывает.

Геотермический градиент в глубь Земли характеризует изменение температуры с глубиной h

$$G(T) = -\frac{\partial T}{\partial h} = -\frac{q_\Sigma}{\lambda} \quad (6)$$

и служит для определения областей неоднородностей теплового поля и их границ по глубине проникновения h в плоскости заданного разреза

$$q_\Sigma = q_k + q_{\kappa\sigma} + q_n, \quad (7)$$

где q – плотности тепловых потоков, обусловленных соответственно кондуктивной теплопроводностью, конвекцией и лучистым обменом (излучением);

λ_T – теплопроводность материалов геофизической подосновы.

Наибольшая дифференциация горных пород наблюдается по коэффициентам теплопроводности (или обратной величине – тепловому сопротивлению r), что можно выявить по второй производной температуры вглубь Земли h .

λ_T – теплопроводность возрастает с увеличением плотности горных пород и зависит от степени газо-, водо-, нефтенасыщения.

Также можно построить приrost горизонтального геотермического градиента температур

$$G(T) = \frac{\partial}{\partial h} \left(\frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial L} \right), \quad (8)$$

где T_{Γ} температура по горизонтали L .

Полная аппаратная реализация технологии МВТГМ возможна в рамках международного проекта под названием «Аэрокосмическая система мониторинга и предсказания природных и техногенных катастроф, выявления термодинамической структуры геологической среды для поиска полезных ископаемых» («Око Земли – Всевидящий глаз»), осуществляемого в рамках ООН для реализации в программе межправительственных соглашений.

Для выполнения международного проекта «Око Земли - Всевидящий глаз» необходимы следующие условия [12]:

1. Не менее шести спутников на геостационарной орбите по экватору Земли объединены в две группировки по три спутника (рис.1) – вершины двух треугольных плоскостей, условно рассекающих Землю по экватору в виде «Звезды Давида». Геометрические размеры и угловое положение обоих треугольных плоскостей определяются лазерными дальномерами (с точностью ± 1 мм) и звездными датчиками на спутниках (с точностью $0,5 \div 1$ угловых сек).

2. На больших инженерных сооружениях, таких как Великая китайская стена (длиной 7300 км), мосты, плотины, атомные и тепловые электростанции, устанавливаются теодолиты-дальномеры. Они одновременно работают по спутнику и по отражателям, установленным на сложных инженерных сооружениях. За счет этого достигается создание глобальной позиционной системы с точностью 1 мм за счет большой избыточности.

3. На спутниках, функционирующих на геостационарной орбите, устанавливается высокочувствительная радиометрическая аппаратура видимого и теплового диапазонов МТР, а также аппаратура с разрешением 1440 м в тепловом (дальнем инфракрасном) и 360 м в видимом диапазоне, а на спутниках, функционирующих на солнечно-синхронной орбите высотой $H=700$ км, - высокочувствительная радиометрическая аппаратура видимого с пространственным разрешением 70 м и теплового диапазонов 140 м с захватом на местности $136^{\circ}4'$ ($5H=3500$ км).

Угловое разрешение δ многоспектрального тепловизора-радиометра (МТР), устанавливаемого на геостационарной орбите $H=35880$ км для проникновения в центр Земли $h_N = h_T = 6377$ км при числе ступеней генерализации $N=225$ должно быть равно $\delta=1,5777 \cdot 10^{-3}$ рад ($\delta = \pi/2 \cdot 10^{-3}$ рад), при этом видимые диапазоны оптического спектра (нулевой слой) могут иметь разрешение на порядок лучше $\delta_B \approx 1,57 \cdot 10^{-4}$ рад ($\delta_B = \pi/2 \cdot 10^{-4}$ рад).

4. На высотах от 50 м до 6000 м используется видеотепловизионная аппаратура сверхвысокого разрешения от 1 до 120 мм и температурным разрешением порядка 0,01 К, устанавливаемая на дирижаблях, встроенных в глобальную систему позиционирования с определением пространственного положения с точностью ± 1 мм.

Генерализация через специальные интегральные преобразования позволяет довести температурную чувствительность до $1 \cdot 10^{-5} \div 1 \cdot 10^{-6}$ К, что приводит к эффекту послойного ($1 \div 225$ слоев) проникновения в глубь Земли и непрерывному контролю движения литосферных плит толщиной $25 \div 35$ км, вызывающих скольжение, растяжение или разрывы (разломы), а также к более качественному и количественному описанию термодинамического состояния инженерных сооружений и технологических установок.

Таким образом, удастся синтезировать множество аэрокосмических видеотепловизионных картин-образов одного и того же объекта в различных спектральных N диапазонах оптического спектра. Сопоставляя их с первоначальными снимками видимого и ближнего инфракрасного диапазонов данного объекта, можно получить на одном «аналитическом уровне» взаимное расположение того, что находится над (под) землей и под водой на разных глубинах или определить техническое состояние инженерных сооружений в различные времена года и суток в статике и динамике [7-15].

На следующем этапе интерпретации дешифрованных снимков специалистами различных отраслей знаний: геологами, геофизиками, механиками – специалистами по неразрушающему контролю можно получить качественно новую информацию.

В том месте инженерного сооружения, где намечается предразрушение, дифференциал (градиент) температуры резко изменяется, и может произойти разрыв. Но эти величины изменения термодинамической температуры очень малы - порядка $0,001 \div 0,00001$ К, но, используя предложенный метод видеотепловизионной генерализации МВТГМ, их можно обнаружить и отслеживать. Дистанционное отслеживание столь малых изменений температур открывает новую страницу для предсказания техногенных катастроф и стихийных бедствий.

В различных изданиях и справочниках температура ядра Земли T_{γ} колеблется в пределах $T_{\gamma} = 3000 \text{ К} \div 20000 \text{ К}$. По закону Вина (следствие закона Планка [3]) максимум спектра излучения вычисляется из соотношения $\lambda_m T_{\gamma} = \text{const} = 2896 \text{ мкм} \cdot 2 \text{ рад}$ и равно $\lambda_m = 0,58 \text{ мкм}$ при $T_{\gamma} = 50000 \text{ К}$ и $\lambda_m = 0,29 \text{ мкм}$ при $T_{\gamma} = 10000 \text{ К}$.

При таких температурах и высоких давлениях глубинные структуры Земли от центра $h_{\gamma} = 6377$ км до глубин $h_N \approx 2000$ км практически оптически прозрачны для ультрафиолетового, видимого и ближнего инфракрасного собственного излучения, и из трех составляющих (7) кондуктивной теплопроводности, конвективным и лучистым теплообменом (излучением) именно последняя играет основополагающую роль в термодинамике Земли.

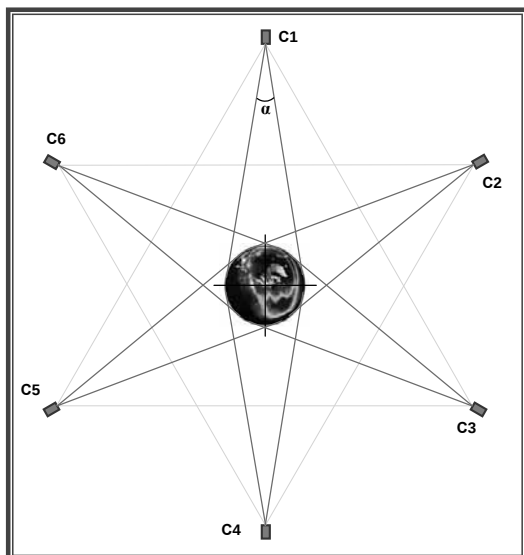


Рис.1.

В центре рисунка находится Земля; C1 ÷ C6 – геостационарные спутники; α – угол обзора Земли

Последующие слои Земли вблизи поверхности, то есть от 2000 км до поверхности Земли – первый слой h_1 сдвигает спектр собственного излучения в дальний инфракрасный спектр в окно прозрачности атмосферы $\Delta\lambda=7,5 \text{ мкм} \div 13,5 \text{ мкм}$ и здесь геологические среды становятся полупрозрачными, о чем свидетельствуют работы автора [7-16].

На рис. 2 показан исходный тепловизионный снимок «Landsat-7» Актанышского района Северо-Восточной части Республики Татарстан, спектральный диапазон 10,4-12,5 мкм (тепловой инфракрасный канал), пространственное разрешение на местности $\delta_{x,y}=60 \text{ м}$.

На рис. 3 и 4 показаны видеотепловизионные снимки, обработанные по технологии MBTGM.

На рис.3 показано тепловизионное изображение с обнаружением разломных зон, блоковых и линейных морфоструктур на глубине от поверхности Земли $h_N = 1290 \text{ м}$, где $N=43$ слой (ступень генерализации) и температурная чувствительность меняется с $N=42$ слоя $\Delta T_{42} = 1,74 \cdot 10^{-5} \text{ К}$ $N=43$ слой $\Delta T_{43} = 1,6 \cdot 10^{-5} \text{ К}$.

На рис. 4 представлены разломные зоны, блоковые и линейные морфоструктуры на глубине между $N=162$ и $N=163$ слоями, что соответствует $N \times \delta = 4,89 \text{ км}$. При такой глубине явно выделяется для этого района Республики Татарстан только одна большая блоковая структура в середине теплового изображения и севернее выделяется другая блоковая структура, разделенные Камским разломом.

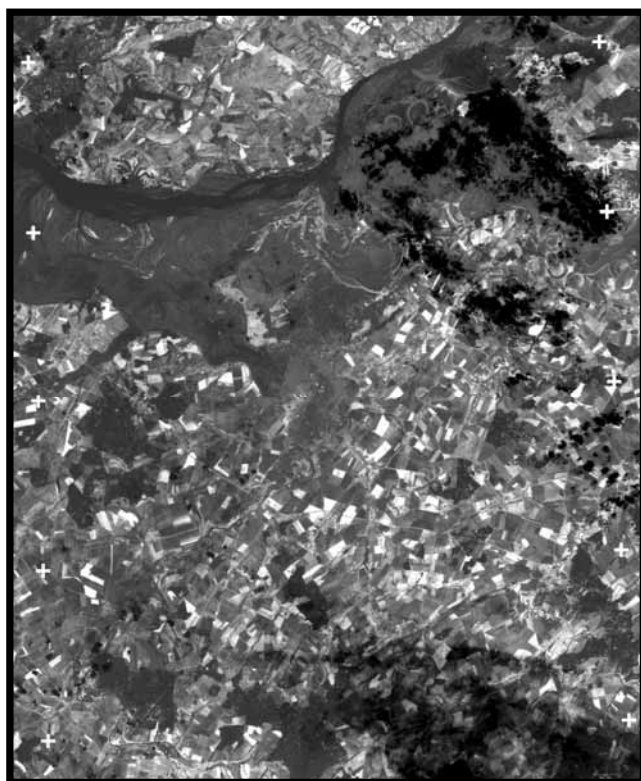


Рис.2. Исходное необработанное изображение «Landsat-7»
Спектральный диапазон 10,4-12,5 мкм
(тепловой инфракрасный канал)
Разрешение на местности 60 м, проникающая способность $h=30 \text{ м}$ — первый слой $N=1$.

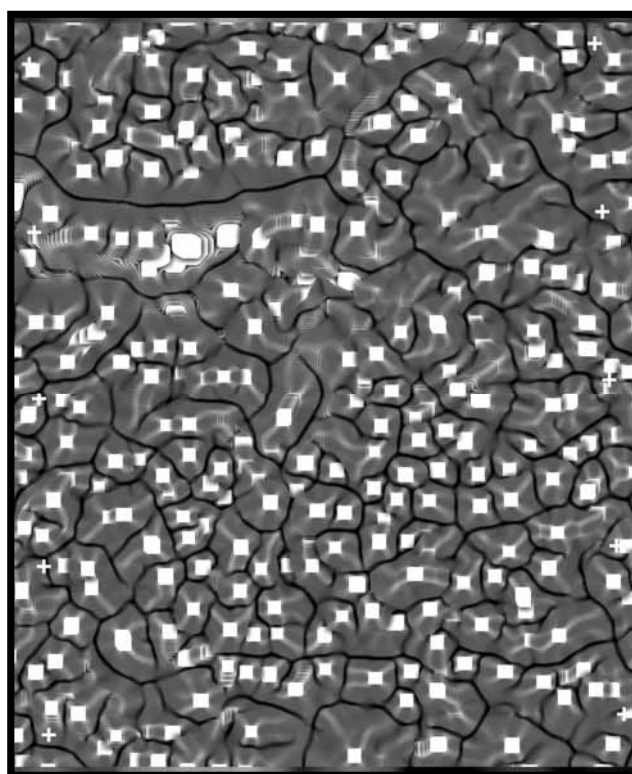


Рис.3. Видеотепловизионное изображение «Landsat-7», обработанное по алгоритму GS
Ступень генерализации $N=43$
Уровень глубинности $h=1290 \text{ м}$

Используя технологию МВТГМ и получив экспериментальные данные с будущей системы «Око Земли – Всевидящий глаз», можно будет конкретно определить, какова истинная температура в нижних мантиях Земли и каков их физический состав по распределению излучательной способности по длинам волн [6,15,16], а самое главное в оперативном режиме отслеживать и предсказывать все стихийные и геотехногенные катастрофы нашего дома – планеты Земля, а также вести долговременную и оперативную разведку земных недр на присутствие углеводородных и иных месторождений.

Литература

1. Мухамедяров Р.Д. Оценка одного класса дробно-линейных отображений оптических сигналов дистанционного зондирования. Исследования Земли из Космоса. – 1980. – № 3. – С. 84–90.
2. Мухамедяров Р.Д., Тимофеев В.Н. О поляризационных характеристиках собственного излучения морской поверхности. Изв. АН СССР, сер. Физика атмосферы и океана, т.17, № 11, 1981, с.1178-1183.
3. Мухамедяров Р.Д. Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом. Докторская диссертация. 1991 г.
4. Мухамедяров Р.Д. Детермированный синтез оптико-электронных систем с симметричным входом // Оптический журнал. – 1993. – № 9.
5. Мухамедяров Р.Д. Приборы для дистанционного зондирования Земли в оптическом диапазоне длин волн. Оптический журнал. – 1993. – № 9.
6. Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И. Способ измерения температуры // Патент РФ № 2086935 от 10.01.1994.
7. Мухамедяров Р.Д. Аэрокосмический мониторинг состояния нефтегазопроводов и экологии окружающей среды // Волга-бизнес, спец. выпуск. – Самара, 1997. – С.17–23.
8. Мухамедяров Р.Д. Аэрокосмический мониторинг, методология и инструментальное обеспечение // Наука и техника в газовой промышленности. – 2000. – № 2. – С. 89-93.
9. Мухамедяров Р.Д. Метод видеотепловизионной генерализации и его аэрокосмическое аппаратное оснащение // Интервал. Самара. – 2002. – № 9(44). – С. 59–62.
10. Христафорова Н.Н. Зависимость между тепловыми и упругими свойствами горных пород // Георесурсы. – 2002. – № 4(12). – С. 9–10.
11. Мухамедяров Р.Д. Практические возможности видеотепловизионной генерализации и ее аэрокосмическое аппаратное оснащение. Российский форум «Авиакосмические технологии и оборудование» // Сб. докл. – Казань, 200. – С. 165–170.
12. Мухамедяров Р.Д. «Око Земли» - аэрокосмическая система мониторинга // Аэрокосмический курьер. – 2006. – № 3 (45). – С. 44–45; 2007. – № 2 (50). – С. 74–75.
13. Мухамедяров Р.Д. Метод видеотепловизионной генерализации аэрокосмических съемок для решения геотехногенных задач // Сб. докл. V Международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности», Алматы, 18–20 сентября 2008, с. 319–334.
14. Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д., Дабеев А.И. Поиски месторождений урана типа несогласия методом видеотепловизионной генерализации // Сб. докл. V Международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы урановой промышленности», Алматы, 18–20 сентября 2008, с. 315–318.
15. Гатауллин Р.Н., Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И. Метод видеотепловизионной генерализации, основанный на многоспектральной съемке. Геодинамика, глубинные строения, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Пятые научные чтения Ю.П. Булашевича 06-10 июля 2009 г., Екатеринбург, с. 350–354.
16. Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И. Способ измерения излучательной способности объекта по измеренной температуре. Пат. РФ № 2382994 от 30.04.2008.

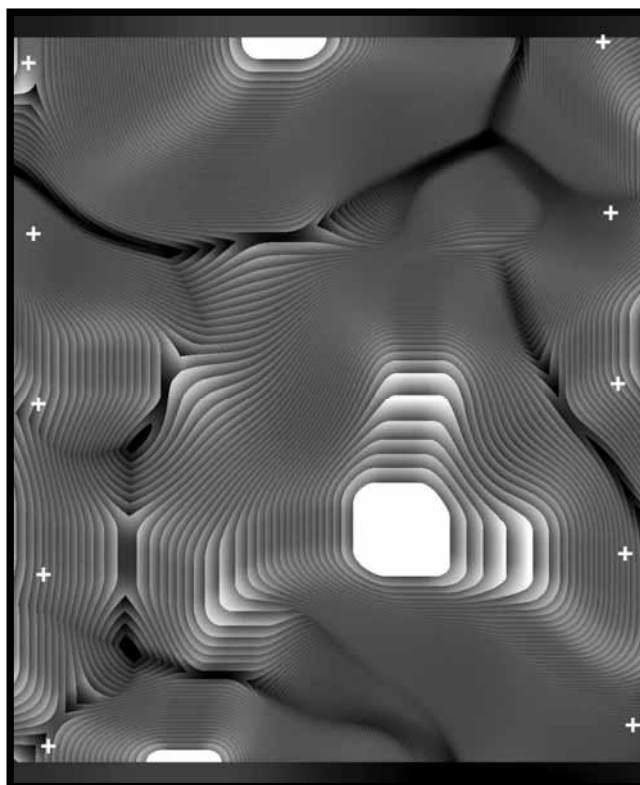


Рис. 4. Видеотепловизионное изображение «Landsat-7», обработанное по алгоритму GS
 Степень генерализации N=163
 Уровень глубинности h = 4890 м

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И НЕФТЕОТДАЧИ НА ГАЗОНЕФТЯНЫХ
ЗАЛЕЖАХ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ**

М.Р.Назыров, В.З.Баишев, Т.Г.Кривина, А.Г.Шуэр

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Уникальное по запасам Оренбургское месторождение введено в промышленную разработку в 1974 году с созданием комплекса по добыче и переработке содержащего сероводород и гелий газоконденсатного сырья. Приоритет был отдан освоению запасов Основной газоконденсатной залежи месторождения для обеспечения поставок газа в газопровод «Союз».

Лишь в 1981 году, когда добыча газа из Основной залежи месторождения вышла на проектный уровень 45 млрд. м³/год, были утверждены запасы нефти, в основном по категориям C_1 и C_2 . Промышленное освоение запасов нефти Оренбургского месторождения значительно отстает по срокам по сравнению с освоением запасов газа.

К настоящему времени из Основной залежи извлечено 68 % от начальных геологических запасов газа, годовые уровни добычи газа снизились почти в 3 раза по сравнению с максимальными уровнями добычи. Но до сих пор Основная газоконденсатная залежь остается, по сути, основной сырьевой базой Оренбургского ГХК.

В настоящее время три основных нефтяных объекта, находящихся в пределах горного отвода ООО «Газпром добыча Оренбург», эксплуатируются на разных стадиях разработки. Так, эксплуатация Ассельской газонефтяной залежи ведется на естественном режиме и находится на стадии падающей добычи нефти, из залежи извлечено около 24 % от начальных геологических запасов нефти.

Эксплуатация Среднекаменноугольной газонефтяной залежи хотя и ведется уже 24 года, но находится на начальной стадии, из залежи извлечено 1,7 % от начальных геологических запасов нефти. Нефтяная оторочка Филипповской нефтегазоконденсатной залежи до сих пор не введена в эксплуатацию, в то время как эксплуатация газоконденсатной части залежи осуществляется с 1999 г.

Опыт разработки газонефтяных залежей на Оренбургском месторождении показал, что разработка залежей на естественном режиме с использованием упругой энергии газовой шапки эффективна до прорыва газа из шапки к забоям нефтедобывающих скважин. На снижение эффективности разработки залежи на естественном режиме указывает рост темпа снижения пластового давления.

На газонефтяных залежах ОНГКМ увеличение темпов снижения пластового давления отмечается, когда в зонах отбора нефти пластовое давление снижается до 17÷17,6 МПа от начального 20,6 МПа.

При дальнейшей разработке залежей на естественном режиме в условиях интенсивного снижения пластового давления при пластовом давлении 14÷14,3 МПа значительно снижаются добывные возможности скважин.

При эксплуатации скважин с использованием периодического газлифта циклически происходят значительные снижения забойного давления, что приводит к дополнительному разгазированию нефти в зоне дренирования и снижению продуктивности скважин.

Таким образом, для повышения эффективности разработки газонефтяных залежей ОНГКМ и обеспечения условий устойчивой эксплуатации нефтедобывающих скважин необходимы:

- переход к системе разработки с поддержанием пластового давления (ППД) при снижении пластового давления в зонах отбора нефти до 15÷16 МПа;
- эксплуатация нефтедобывающих скважин с заданным давлением на забое.

Для ППД предусматривается искусственное заводнение, а для эксплуатации нефтедобывающих скважин с заданным давлением на забое необходим перевод скважин на насосную добычу.

Для эффективной устойчивой насосной эксплуатации нефтедобывающих скважин дебит жидкости должен составлять не менее 12÷15 т/сут. На Ассельской газонефтяной залежи около 75% нефтедобывающих скважин эксплуатируются с дебитом жидкости не более 10 т/сут.

Таким образом, для перевода нефтедобывающих скважин Ассельской залежи на насосную добычу нефти предварительно необходимо повысить их производительность.

Так, например, на Уренгойском месторождении для перевода низкодебитных нефтяных скважин с газлифтной эксплуатации на насосную добычу для повышения дебита жидкости на практике получен положительный эффект от реализации способа эксплуатации скважин с приобщением водонасыщенной части пласта.

На Ассельской газонефтяной залежи ОНГКМ повышение дебита жидкости нефтедобывающих скважин можно достичь геолого-техническими мероприятиями по интенсификации притока нефти к забоям скважин из нефтенасыщенной части пласта, а также из переходной нефтеводонасыщенной зоны ниже принятого контакта ВНК.

В качестве одного из наиболее перспективных методов интенсификации притока нефти рассматривается технология радиального вскрытия пласта. При апробации этой технологии на газовых скважинах Оренбургского месторождения уже получен положительный эффект.

По расчетам на гидродинамической модели в переходной подконтактной зоне ресурсы нефти составляют около 40% от утвержденных запасов в нефтенасыщенной части пласта.

Вовлечение в активную промышленную разработку дополнительных ресурсов углеводородного сырья из подконтактной переходной зоны залежи в сочетании с применением системы ППД обеспечит условия для устойчивой насосной эксплуатации скважин и позволит увеличить добычу нефти на Ассельской залежи с существующего годового уровня 90 тыс. тонн до 150 тыс. тонн.

Среднекаменноугольная газонефтяная залежь и нефтяная оторочка Филипповской нефтегазоконденсатной залежи находятся на западном участке месторождения и характеризуются тем, что значительная часть их нефтеносных площадей приходится на санитарные и природоохранные зоны.

Эту проблему можно решить разбуриванием нефтяных объектов кустами наклонно-направленных скважин с отклонением забоя от устья до 3500 м. Но и в этом случае значительная часть проектных скважин находится в зонах возможного затопления в период паводка на реке Урал.

Бурение скважин в пойменной зоне с большим отклонением забоя от устья ведет к существенному удорожанию проекта.

Сокращения количества проектных скважин с одновременным увеличением охвата разработкой нефтеносных участков предусматривается достичь бурением многозабойных скважин.

Промышленное освоение запасов нефти Среднекаменноугольной залежи и Филипповской нефтяной оторочки позволит в свою очередь активизировать проведение работ по переоценке промышленной значимости нефтяных оторочек Основной залежи на западном участке Оренбургского месторождения и вовлечение их в разработку.

Реализация инновационных технологий при разработке Ассельской газонефтяной залежи и промышленного освоения запасов нефти на западном участке Оренбургского месторождения позволит увеличить уровень годовой добычи нефти со 150 тыс. тонн до 1,2÷1,5 млн. тонн.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ВЛИЯНИИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ЯРУСА РТ НА ВЫБОР МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

И.М. Насибулин¹, Н.А. Мисолина¹, Б.А. Баймашев¹, В.П. Морозов², М.А. Петров²

1 - ОАО «НИИнефтепрохим», Казань, 2 – КГУ, Казань

Стимуляция карбонатных коллекторов с целью интенсификации притока нефти производится преимущественно с применением кислот. Наиболее часто в нефтедобывающей промышленности используется соляная кислота. При инъекции в пласт кислотный состав растворяет карбонатную породу, образуя проводящие каналы, способствующие повышению фильтрационно-емкостной способности коллекторов.

Промысловый опыт и лабораторные испытания свидетельствуют, что эффективным результатом применения кислотных растворов является образование каналов фильтрации (т.н. «червоточин»), которые обеспечивают повышенный приток флюидов к забою скважины. Однако соляная кислота обладает высокой скоростью реакции с карбонатной породой, что является преградой для получения протяженных каналов растворимости в пласте.

Отечественные специалисты в области нефтяного дела до настоящего момента мало занимались изучением вопроса образований «червоточин», в то время как зарубежные ученые уделяли большое внимание данной проблеме [1-3]. И их позицию можно считать крайне обоснованной, т.к. успех кислотной обработки, как уже отмечалось, напрямую зависит от способности кислотного состава образовывать в карбонатном пласте протяженные разветвленные каналы, тем самым увеличивая область дренирования пласта (рис. 1). Но сказать однозначно, что американские ученые были пионерами в этом вопросе нельзя. Еще в 1946 г. в работе Б.Г. Логинова «Кислотная обработка нефтяных скважин на промыслах треста Ишимбайнефть» были высказаны предпосылки о существовании в пласте после обработки соляной кислотой «каналов растворения» и «каналов разъедания», и лишь 10 лет спустя эти термины появились в американской специализированной литературе.

В настоящее время большинство исследований в этой области касаются определений зависимости формы червоточин от скорости, времени закачки кислоты, ее объема. То есть изучается влияние кислотного агента [4, 5 и др.].

В данной работе нами была поставлена задача не ограничиваться изучением влияния кислотной композиции на структуру червоточин, но также проследить различия в новообразованных структурах в зависимости от структурно-генетического типа известняка.

Последовательное изучение влияния геологической характеристики и пластового флюида на успешность воздействия кислотными растворами привело научное сообщество к пониманию обязательного проведения предварительных фильтрационных испытаний на естественных кернах месторождения. Эти изыскания позволили добиться лучших результатов, чем, если бы ОПЗ с применением кислотных композиций происходило «вслепую» [6]. Тем не менее, после комплекса литологических изучений, фильтрационных испытаний и тестов на совместимость остается неразрешенным ряд вопросов. В том числе вопрос выявления закономерности появления той или иной структуры «червоточин» в карбонатных коллекторах в процессе кислотной обработки.

Для более обширного изучения влияния геологических особенностей пород-коллекторов на КО (кислотные обработки) и способности кислотных составов воздействовать на конкретные литотипы известняков были проведены лабораторные эксперименты на естественных кернах башкирского возраста нескольких месторождений Республики Татарстан (Аканское и Зюзеевское) с использованием ряда современных технических средств – рентгеновского томографа и электронного микроскопа.

Их применение способствовало визуальной оценке влияния различных кислотных составов на структуру порового пространства карбонатных коллекторов, а также выявлению отличий в изменении пустотного пространства различных структурно-генетических типов известняков при воздействии на них кислотными композициями.

Этот способ исследования также можно считать одним из этапов лабораторного анализа эффективности КО. Моделирование процесса осуществляется на микроуровне, причем не с помощью математического аппарата с привлечением всевозможных усреднений и адаптаций, а с возможностью проследить реальное протекание процесса.

Понимание механизма распространения каналов растворения будет способствовать оптимизации и дальнейшему результативному проектированию процесса кислотной обработки скважин (с учетом минералогического состава, типа кислотного реагента, его объема, скорости подачи и т.д.).

Комплекс проведенных испытаний составов технологий для кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах состоял из четырех последовательных этапов:

1. Фильтрационные исследования;
2. Микроскопический метод (шлифы);
3. Оптический сканирующий микроскоп;
4. Рентгеновский томограф.

Тестовыми образцами являлись образцы кернов с указанных ранее месторождений РТ восточного борта Мелекесской впадины (МВ), представленные пятью структурно-генетическими типами известняков [7]:

- биокластово-зоогенными первого типа (ИБЗ-1);
- биокластово-зоогенными второго типа (ИБЗ-2);
- строматолитовыми (ИС);
- литокластовыми (ИП).
- пелитоморфными (ИП).

В продуктивном разрезе преобладают известняки биокластово-зоогенные. Поэтому, в первую очередь, воздействие на них кислотными композициями представляет наибольший интерес. Строматолитовые известняки в качестве самостоятельных слоев встречаются редко, литокластовые и пелитоморфные известняки на рассматриваемых месторождениях также имеют крайне ограниченное распространение.

До настоящего времени не было опубликовано подобных исследовательских работ, представляющих собой систематизацию воздействия кислотных реагентов в зависимости от структурно-генетических типов известняков. Тем не менее, вопрос разработки неоднородных карбонатных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, какими являются коллектора Аканского и Зюзеевского месторождения, стоит очень остро. Они являются наиболее сложным объектом для кислотной обработки. В связи с этим, и исследование закономерности образования структур растворения крайне важно.

Критерием лабораторной оценки успешности технологий ОПЗ на первом этапе являлось изменение значений проницаемости керна до и после обработки кислотными составами. Тесты осуществлялись на естественных кернах длиной 5 см и диаметром 3 см. Поперечное сечение образцов – 7 см², объем керна 35 см³.

В качестве кислотных агентов были приняты: соляная кислота, соляная кислота + многофункциональная добавка СНПХ-8903А и уксусная кислота. Причем перед фильтрационными исследованиями из каждого кернового образца было сделано по одному шлифу для последующих исследований. Фильтрационные тесты проводились на установке УИПК-1М. Образец насыщался моделью пластовой воды и замерялась проницаемость. Далее керн насыщался нефтью с соответствующего, Аканского или Зюзеевского, месторождения. Затем в насыщенный нефтью керн закачивался определенный объем кислотной композиции, осуществлялась выдержка на реакцию с породой и обратным ходом производилась промывка керна пластовой водой в количестве 3–4 объема пор. Итогом теста был замер конечной проницаемости и подсчет отношения конечной проницаемости к начальной (K/K_0). В результате повышение проницаемости наблюдалось лишь в шести случаях из пятнадцати. Причем существенно проницаемость изменилась только в биокластово-зоогенных известняках, наибольшую успешность продемонстрировал состав $HCl+CHPH-8903A$ ($K/K_0=2,8\div10,7$, для уксусной кислоты этот показатель несколько ниже: $K/K_0=1,26\div4$, самые низкие показатели для соляной кислоты $0,3\div1,3$). В случае практически непроницаемых литокластовых, строматолитовых и пелитоморфных известняков керны вообще не принимали соляную кислоту даже при повышении давления закачки до 130 атм, при применении $HCl+CHPH-8903A$ и уксусной кислоты наблюдалось повышение проницаемости до 0,4 раза.

Следующим этапом исследований вещественного состава и структурно-текстурных особенностей пород, морфогенетического строения порового пространства до и после кислотной обработки, было изучение свойств пород в тонких шлифах.

Как уже было сказано, часть цилиндра до фильтрационных исследований шла на изготовление шлифа - шлиф до обработки. Из другой части цилиндра после обработки изготавливался шлиф - шлиф после обработки (рис.2).

Анализ показывает, что различные соотношения пор, каверн и трещин в различных литологических типах известняков определяют способность породы не только пропускать или не пропускать через себя флюиды, но и по-разному изменять емкостные свойства под действием различных кислотных композиций.

По итогам данного этапа было выявлено, что после воздействия $\text{HCl} + \text{СНПХ-8903А}$ обнаруживается довольно эффективное увеличение пористости (~ на 2-3%) в основном за счет растворения цемента, реже части форменных элементов (остатков организмов, их обломков, например раковин, оолитов, сгустков и др). Таким образом, следует отметить, что помимо влияния на неформенные элементы (цементирующие массы, или кристаллическую составную часть – микрит и спарит) сказалось воздействие и на форменные [8]. Это говорит о том, что данная кислотная композиция позволяет прорабатывать матрицу породы. При воздействии уксусной и соляной кислотой воздействие оказывается именно на цемент, а не на форменных структурных элементах.

Следующей стадией было применение электронного сканирующего микроскопа для более наглядного установления особенностей пустотно-порового пространства пяти различных структурно-генетических типов известняков. Эти различия, несомненно, оказались гораздо более наглядными, нежели анализ шлифов. Было четко прослежено, каким образом цемент заполняет поровое пространство, различие в его морфологии для биокластово-зоогенных известняков (микрит - спарит), строении самих форменных элементов (рис. 3).

В изученных ИБЗ-1 кальцит (микрит), цементирующий органические остатки, частично выполняет пространство между ними (рис. 3). Эти известняки обладают наилучшими коллекторскими свойствами среди всех изученных карбонатных пород башкирского яруса. Органические остатки соприкасаются друг с другом. В ИБЗ-2 органические остатки практически не соприкасаются друг с другом, цемент (спарит) полностью заполняет поровое пространство (рис.3).

Как уже отмечалось, в карбонатных коллекторах целью кислотной обработки является растворение пород призабойной зоны, формирование новых каналов («червоточин»). В данном случае рентгеновский томограф является единственным способом визуализации процесса реакции породы на воздействие кислотными составами. Преимуществом использования томографии ядра является тот факт, что пользователь получает более полное понимание реакции пласта на операцию по интенсификации притока, что упрощает оптимизацию будущих обработок. Наглядность и точность моделей объекта, получаемых путем томографирования - основное достоинство метода.

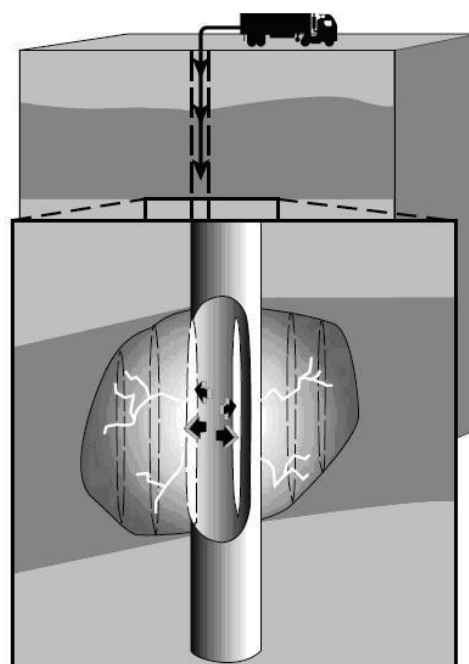


Рис. 1. Распространение «червоточин» при кислотной обработке карбонатного пласта.

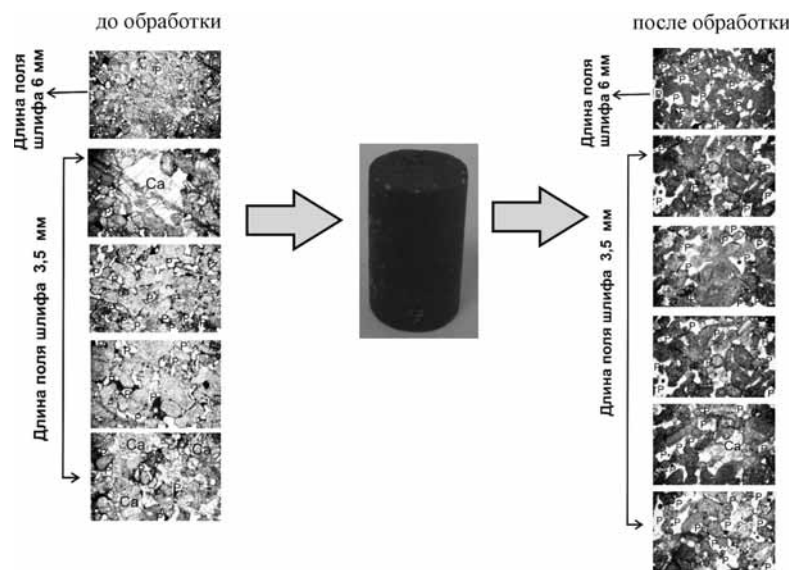


Рис.2. Образец ИБЗ-1 до и после обработки $\text{HCl} + \text{СНПХ-8903А}$ (Ca – кальций, P – пустоты) [8].

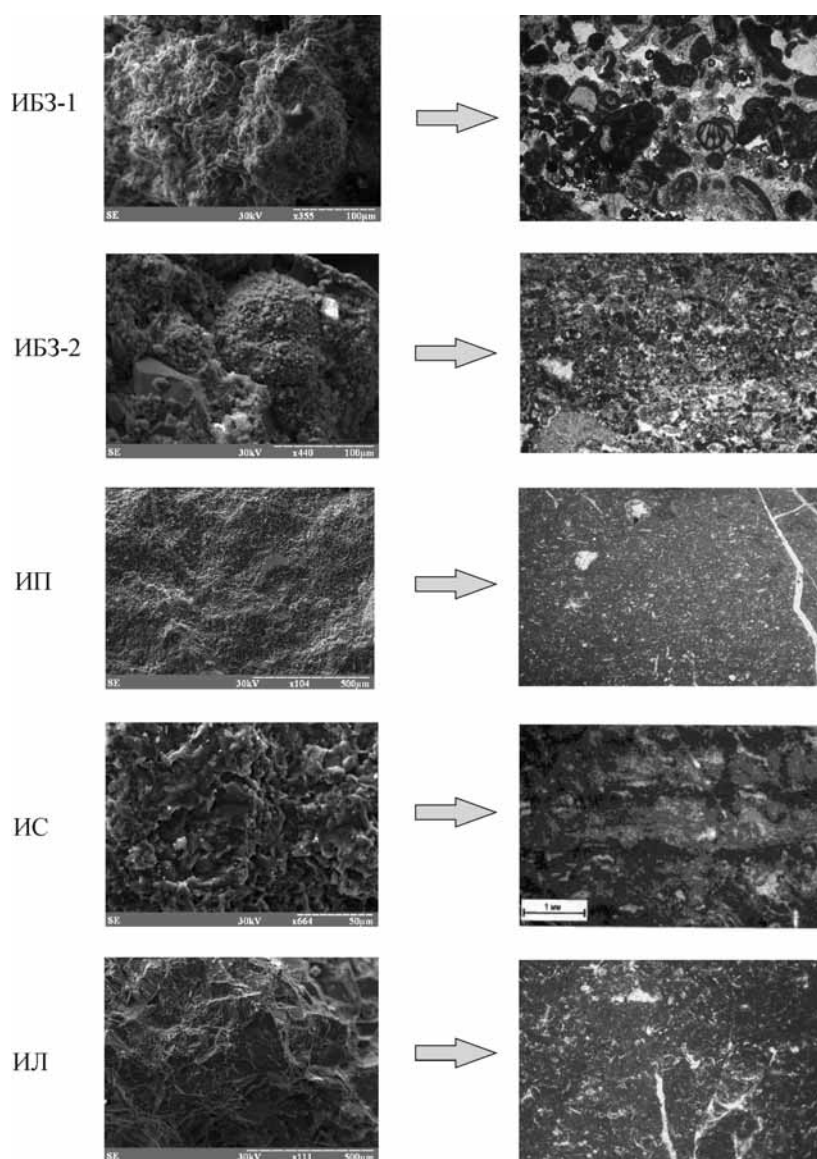


Рис. 3. Микрофотографии (слева) и фотографии шлифов (справа, один николь) различных структурно-генетических типов известняков

На четвертом, заключительном этапе, было показано, что реагенты на основе соляной кислоты, растворяя карбонаты, производят значительные изменения в породах призабойной зоны пласта. На рис.4 приведены фотографии химического воздействия на карбонатные нефтяные породы с образованием каналов растворения, количество и структура которых на торцевой поверхности различны для образцов различных структурно-генетических типов известняков, что обусловлено разной литологической характеристикой и коллекторскими свойствами. Также они варьируются в зависимости от состава кислотной композиции. Это в очередной раз подтверждает, что по своей природе кислотная стимуляция скважин является сложным физико-химическим процессом.

Изначально наиболее проницаемыми породами являются известняки биокластово-зоогенные, поэтому фактически только у них наблюдалось действие кислотных композиций. Плотные, практически непроницаемые, литокластовые, строматолитовые и пелитоморфные известняки реагируют не достаточно с составами для повышения значений проницаемости или не вступают в реакцию вовсе (рис.4 HCl – ИС, уксусная кислота – ИП). В основном же наблюдается ограниченное поверхностное растворение, которое, естественно, не может привести к повышению успешности обработки. Но следует отметить, что даже в случае практически непроницаемых карбонатов кислотные композиции привели к образованию различных структур растворения. При использовании соляной кислоты очень незначительные области растворения заметны только на торцевой поверхности образцов. В глубь керна состав, как показывает томография, не проник вообще. СНПХ-8903А и уксусная кислота благодаря своей низкой реакционной способности позволяют добиться пусть и незначительного, но продвижения композиции по керну в радиальном направлении. Из фотографий видно, что за счет растворяющего действия кислотных составов формируется сеть из ограниченного числа каналов растворения, с многократным увеличением их сечения, проникающих на некоторое

расстояние в глубь керна. И чем глубже будут распространяться каналы растворения, тем значительно увеличится область дренирования пласта, повысится вероятность вскрытия новых целиков нефти и соответственно этому возрастет дебит скважины в результате обработки.

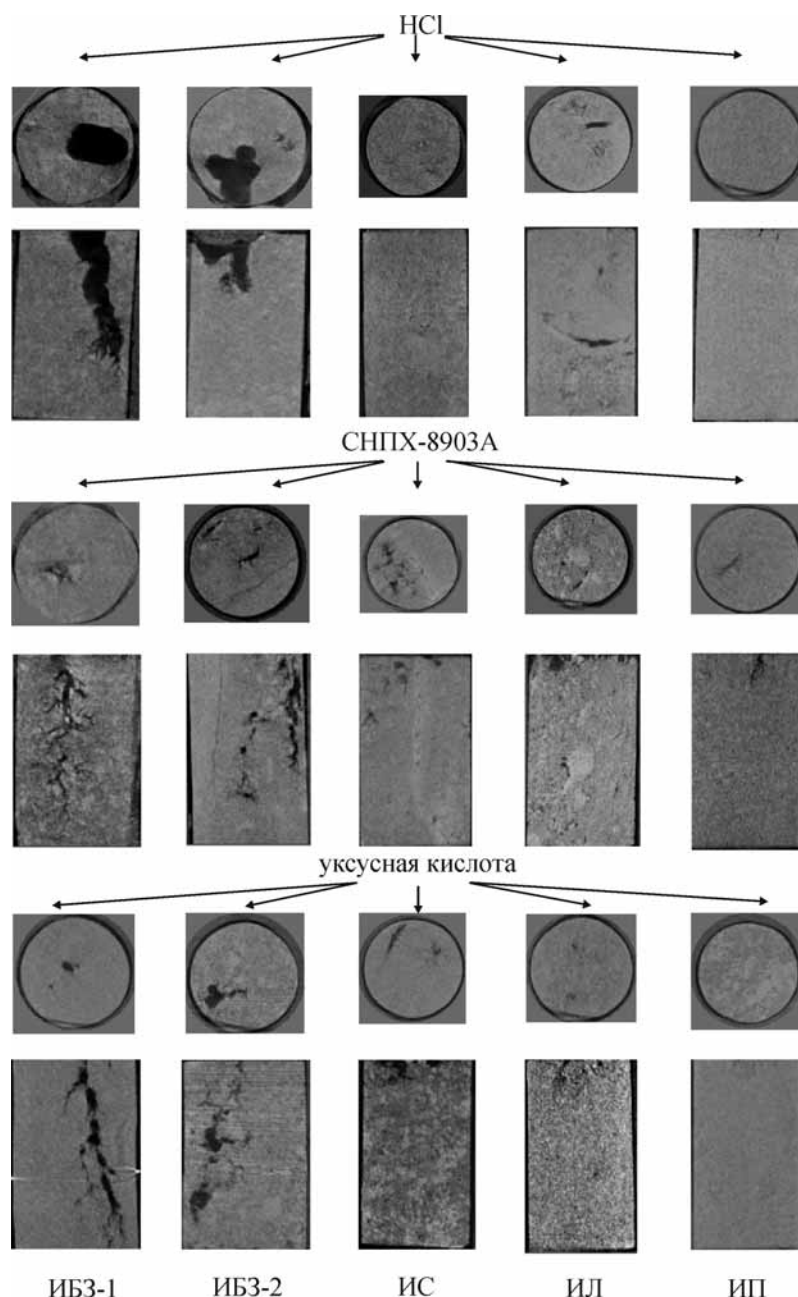


Рис.4. Рентгеновская томография керна

Уже отмечалось, что с позиции современной науки в области повышения интенсификации скважин в карбонатных коллекторах создание червоточин и оптимизация этих структур является основной целью при проектировании кислотной обработки. Но почти все исследования до настоящего времени проводились на математических моделях. А, как известно, такие модели адекватны только для идеализированных условий и в реальном пласте они могут не сработать. Особенно если обрабатываемая зона имеет сложное геологическое строение, подобное большинству мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в карбонатных коллекторах. Тем не менее, именно эти месторождения в РТ приковывают пристальное внимание нефтяников, т.к. в них по разным оценкам сосредоточено от 38 до 60% запасов углеводородов [7].

При проведении данных испытаний в нашей лаборатории были получены аналогичные описанным зарубежными исследователями [9] структурам растворения. Было показано, что при высоких скоростях нейтрализации, кислота быстро продвигается по поверхности керна. Червоточины не образуются или образуются только короткие каналы. Это режим поверхностного растворения (рис.5а; рис.4. HCl - ИБЗ-2).

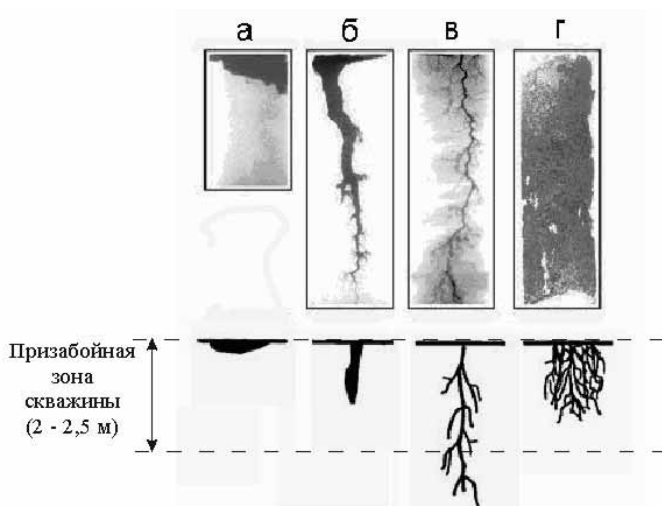


Рис. 5. Формы каналов растворения: а – поверхностное растворение, б – коническое, в – доминантное, г – равномерное [9].

При более низких скоростях нейтрализации кислотный раствор может проникать глубже, что приводит к образованию червоточин. Наиболее оптимальным является режим, при котором скорость нейтрализации достаточна для образования одной доминантной червоточины (рис.4. ИБЗ-1 - СНПХ-8903А; рис.5в), без чрезмерного бокового ответвления (рис.5г).

Проведенные исследования в очередной раз подтвердили, что наибольшую сложность с точки зрения подбора оптимального состава и технологии процесса представляет обработка пород с высокой геологической неоднородностью, к числу которых относятся и карбонатные пласты башкирских отложений большинства мелких месторождений восточного борта МВ. Использование современных методов рентгеновской томографии, обеспечившее визуализацию неоднородностей образца керна, и оптического сканирующего микроскопа позволило ответить на многие вопросы, связанные с изменением

внутренней структуры, строения порового пространства карбонатных пород-коллекторов после воздействия рабочих кислотных агентов.

Было показано, что успешность кислотного воздействия зависит преимущественно от фильтрационных параметров пласта, которые контролируются геометрией порового пространства. Определяющую роль при выборе метода интенсификации прежде всего играет вещественный состав отложений и тип коллектора.

В заключение следует отметить, что эта работа является составной частью комплексных исследований, которые необходимо проводить добывающим компаниям с целью выбора и обоснования эффективности метода воздействия на пласты в общей структуре разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах.

Литература

1. Economides M.J., Hill A.D., Economides C.E. Petroleum production systems // 1994 by Prentice Hall, PTR, Prentice Hall, Inc. Upper Saddle River, NJ 07458, 1993. – 611 p.
2. Mohan K.R. Panga, Murtaza Ziauddin, Ramakrishna Gandikota and Vemuri Balakotaiah. A New Model for Predicting Wormhole Structure and Formation in Acid Stimulation of Carbonates//SPE 86517, 2004, 18-20 February.
3. Buijise M., Glasbergen G. A. Semiempirical Model to Calculate Wormhole growth in carbonate acidising//SPE 95892, 2005, 9-12 October.
4. Булгакова Г.Т., Камалтинова А.В. Математическое моделирование процессов стимуляции карбонатных коллекторов // Тр. V всероссийской научной конф. с международным участием. Моделирование и оптимизация динамических систем и систем с распределенными параметрами. – Самара: СамГТУ, 2008. – Ч.2. – С.23–24.
5. Competition among flow, dissolution, and precipitation in porous media. Sunil D. Rege, H. Scott Fogler // AIChE Journal, 1989, September. – P. 1177–1185.
6. Васясин Г.И., Насибулин И.М., Корнильцев Ю.А., Баймашев Б.А., Зарипов Р.Р., Круглов М.П., Хайрtdинов Р.К. Подбор эффективных кислотных составов для обработки призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах// Нефтепромысловое дело. – 2009. – №4. – С. 17–21.
7. Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. – Казань: ПФ Гарт, 2008. – 182 с.
8. Гильмутдинов Р.Р., Мисолина Н.А., Петров М.А. Влияние действия солянокислотных систем на структуру пустотного пространства карбонатных пород // Геология в развивающемся мире: Материалы I Всероссийской конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Пермь: ПГУ, 2010. – Т.1. – С. 197–199.
9. Christopher N. Fredd, H.Scott Fogler. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media // AIChE Journal, 1998, September. – P. 1933–1949.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОПЗ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ И.М. Насибуллин (ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань)

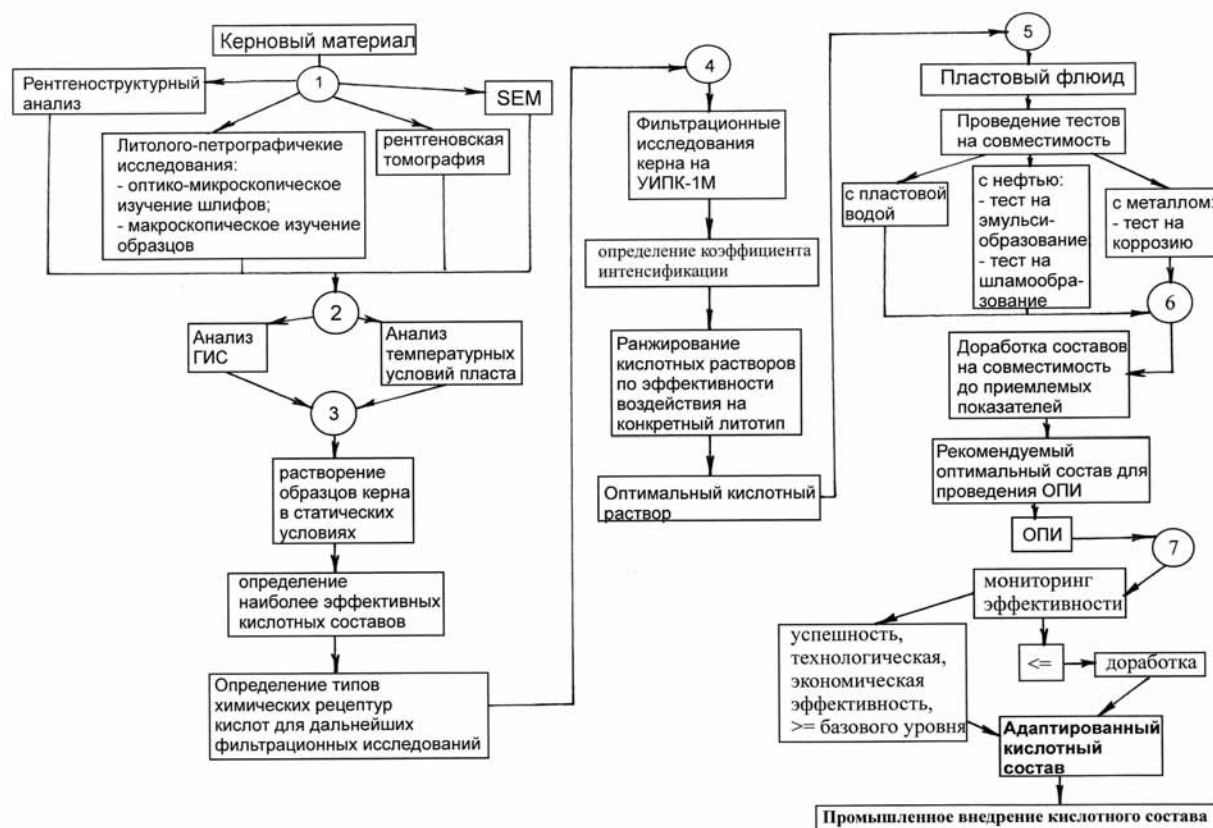


Рис.1. Постановка задачи оптимизации имеющегося или разработки нового кислотного состава.

Данная работа посвящена разработке методического комплекса по интенсификации продуктивных карбонатных отложений на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти на основе проведенных лабораторных экспериментов, имеющихся теоретических предпосылок, промышленного опыта и технических средств. Автором предложен единый порядок проектирования технологического воздействия на призабойную зону продуктивного пласта с целью кислотной стимуляции скважин.

Несмотря на кажущуюся простоту проведения кислотного воздействия, анализ обработок, проводимых на месторождениях РТ, выявил ряд причин их низкой эффективности. В основном они связаны с некачественным подбором композиций и неполнотой основных и вспомогательных технологических операций по закачке и освоению скважин после ОПЗ (обработки призабойной зоны).

Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, обычно характеризуются сложностью освоения скважин, а при последующей эксплуатации, как правило, не достигается потенциал их добычной возможности. Следовательно, не имея четких представлений о фильтрации технологических жидкостей в карбонатных пористых средах и о факторах, ее подавляющих, невозможно создать научные основы методов интенсификации притока нефти на месторождениях с карбонатными коллекторами.

На эффективность кислотных ОПЗ оказывают влияние многочисленные факторы, среди которых выделяются следующие:

1. Геологические характеристики месторождения (пористость, проницаемость, физико-химические свойства нефтей, нефтенасыщенность, доля коллекторов в разрезе, литология и т.д.).
2. Вид кислотного воздействия (обычная кислотная обработка, термокислотная, пенокислотная, кислотный гидроразрыв пласта и т.д.).
3. Технологические параметры кислотного воздействия (концентрация кислоты, объем кислоты, давление закачки, скорость закачки и т.д.).
4. Технологические показатели работы скважин и залежей (обводненность продукции, текущее пластовое давление, кратность проведения обработки и т.д.).

На основе полного учета этих факторов можно подобрать и рекомендовать оптимальный рабочий агент и дизайн КО (кислотных обработок). А анализ предыдущих обработок, выполненных на конкретном месторождении, позволит

исключить возможные ошибки при обработке. Анализ истории работы скважины, лабораторных исследований керна, пластового флюида, ГИС, а также современных методик моделирования дает возможность достичь более высокой эффективности обработок [1].

Таким образом, для адресного планирования КО следует применять дизайн обработок, основой которого являются изучение литологического и химического состава породы – коллектора; определение основных факторов, влияющих на скорость растворения породы кислотным раствором; лабораторные исследования фильтрационных процессов с использованием растворов кислот с добавками (замедлителями и отклонителями) на образцах керна.

Анализ и обобщение накопленного опыта экспериментальных и промышленных работ в области совершенствования кислотных обработок на месторождениях Татарстана позволили автору выработать определенный алгоритм по их проведению в карбонатных коллекторах. В основу этой концепции легла технология, разработанная в ОАО «НИИнефтепрохм» и апробированная на ряде месторождений РТ.

Автором предлагается использовать следующую последовательность действий при планировании работ по интенсификации притока нефти из карбонатного пласта (рис.1). Данный алгоритм применялся при проведении промысловых испытаний по кислотному воздействию на скважинах Аканского месторождения.

На первом этапе проводилось исследование керна материала башкирских отложений со скв. №№2106, 2116, 2259. Исследования включали в себя:

- литолого-петрографические исследования – осуществлялись с целью определения минерального состава пород, изучения их структурно-текстурных особенностей, структуры пустотного пространства, характера нефтенасыщенности, особенностей вторичных изменений пород, трещиноватости, типа цемента. При этом применялись такие методы исследования, как макроскопическое изучение образцов и оптическая микроскопия.

Микроскопическое изучение шлифов позволяет исследовать вещественный состав и структурно-текстурные особенности пород, морфогенетическое строение порового и трещинного пространства. Сотрудники ВНИГРИ под руководством Е.М.Смехова (1962-1977 гг.) разработали этот метод для качественной и количественной оценки параметров порового и трещинного пространства пород-коллекторов [2].

- Сканирующий электронный микроскоп (SEM) – высокая разрешающая способность микроскопа позволила наиболее полно исследовать особенности внутреннего строения карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса.

Совместно с тестами, описанными в первом пункте, было выявлено, что башкирские отложения представлены чередованием нескольких структурно-генетических типов известняков, среди которых известняки биокластово-зоогенные двух типов, литокластовые, пелитоморфные и строматолитовые. Преобладающими в разрезе являются биокластово-зоогенные известняки. С помощью сканирующего микроскопа было визуализировано поровое пространство изучаемого карбонатного материала, определено соотношение цемента и органических остатков в различных типах известняков.

- Рентгеноструктурный анализ – использовался для определения состава карбонатного материала. Было выявлено, что единственным минералом, слагающим известняки, является кальцит. Проведенное изучение образцов на предмет содержания в них нерастворимого остатка не показало его наличие. Глинистая компонента в известняках присутствует лишь в составе стилолитовых швов, наблюдаемых в образцах.

- Рентгеновская томография – позволила получить информацию о наличии внутренних трещин, пустот, неоднородностей различного типа. На обработанных соляной кислотой и композицией СНПХ-8903А образцах керна была смоделирована фильтрация кислотного состава и его взаимодействие с породой пласта. С помощью томографа были получены наглядные изображения пустотного пространства измененной породы.

На следующем, втором этапе, проводился анализ данных геофизического исследования с целью выявления неоднородности пласта, распространения конкретного литотипа известняков по разрезу скважины.

Далее следовал комплекс работ в химической лаборатории – третий этап. Проводилось растворение образцов керна в статических условиях с целью определения наиболее эффективного кислотного состава при воздействии на различные структурно-генетические типы известняков. Всего тестировалось 2 состава – соляная кислота и СНПХ-8903А. Наиболее подверженными к растворению оказались биокластово-зоогенные известняки первого и второго типов, причем оказалось, что многофункциональная добавка СНПХ-8903А действует на карбонатный материал более эффективно. В результате были определены типы химических рецептур кислот для дальнейших фильтрационных исследований, представляющих собой четвертый этап.

Перед фильтрационными исследованиями керна, проведенными на УИПК-1М, моделировались термобарические условия пласта с целью максимальной приближенности к пластовым условиям. После тестирования для каждого кислотного состава, воздействующего поочередно на биокластово-зоогенные известняки первого и второго типа, был вычислен коэффициент интенсификации с целью ранжирования композиций по эффективности.

Выбранный в результате последовательно проведенных четырех этапов оптимальный кислотный раствор исследовался на совместимость с:

- пластовой водой;
- нефтью;
- металлом скважины и подземного оборудования.

С учетом полученных данных производилась доработка составов на совместимость до приемлемых показателей в отрасли. В итоге был получен рекомендуемый оптимальный состав для проведения опытно-промышленных испытаний на скважинах №№ 2106, 2116, 2259 Аканского месторождения, после которых должен осуществляться мониторинг эффективности с выявлением успешности, технологической и экономической эффективности. Если эти параметры оказывались равными или ниже некоего базового уровня, который характерен для данного месторождения или конкретной скважины, то проводится очередная доработка кислотного состава. Целью всех вышеприведенных исследований должен оказаться адаптированный кислотный состав. Следует отметить, что помимо оптимизации кислотных составов, также важное значение имеет и сама технология проведения ОПЗ.

Современный опыт показывает, что моделирование эффективности работ по обработке ПЗП требует принципиально новой постановки и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности проведения различных работ на скважинах, предусматривающих проведение предварительного анализа и обработки геолого-промыслового материала.

Предложенный подход дает возможность специалистам на промысле создавать своего рода «дизайн кислотной обработки», проектируя при этом обработку ПЗП с учетом литологических особенностей пласта, необходимой глубины проникновения и распространения зоны колюматации пласта. При этом появляется элемент планирования и прогнозирования проведения дальнейших геолого-технических мероприятий. Соблюдение предложенного системного подхода позволит регулировать кратность и повысить эффективность повторных обработок ПЗП, совершенствовать качество геолого-технических работ и исключить неоправданные экономические риски.

Литература

1. Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., А.Г. Телин, А.Г. Загуренко. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах // Энергия развития. – 2007. – №1. – С. 18-24.
2. Галлеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБК-а, 1997. – 351 с.

ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГОРОДСКОЙ ПОДЗЕМНОЙ ЗАСТРОЙКИ.

Э.Ф. Нигматуллина

Казанский федеральный университет

Современный этап развития человечества характеризуется высоким уровнем научно-технического прогресса, глобальными, экономическими процессами, расширением социальных возможностей. Население планеты растет в основном за счет городов. Хотя города занимают лишь 2 % площади суши Земли, но потребляют $\frac{3}{4}$ мировых ресурсов.

Однако рост численности городского населения ведет к ряду проблем, таких как дефицит городских территорий, скопление на дорогах транспортных средств, неспособность городской инфраструктуры справляться с постоянно возрастающими нагрузками и ухудшение экологической обстановки.

Опыт стран Европы, Северной Америки и Юго-Восточной Азии показывает, что рост интенсивности освоения и комплексности использования подземного пространства мегаполисов, как одно из магистральных направлений их территориального развития, способствует решению ряда сложнейших социальных, градостроительных, транспортных, экологических и других задач.

Однако размещение объектов в подземном пространстве имеет не только преимущества, но и недостатки. В России, как и во многих других странах, можно выделить ряд проблем, связанных с развитием подземного строительства. Среди них – экономическая, экологическая, техническая, психологическая и юридическая проблемы. Экономическая проблема выражается в более высоких капитальных затратах на строительство объектов под землей.

Экологическая – связана, в первую очередь, с интенсивным воздействием на недра и земную поверхность, с активизацией опасных геологических процессов, не проявлявшихся при наземном строительстве (деформации, просадки земной поверхности, подтопление). Так, в Москве примерно 48% территории города находится в районах геологического риска из-за деформации земной поверхности, которая, в свою очередь, обусловлена воздействием не только наземной техногенной сферы города, но и созданием подземных выработок, откачкой подземных вод, нарушением инфильтрационного баланса грунтовых вод.

К техническим недостаткам можно отнести высокую естественную влажность, наличие горного давления, возможность сдвижения горных пород, сложность с дренажем воды, канализацией, водостоком и вентиляцией.

Психологическая проблема заключается в недостатке дневного света и субъективном мнении людей о том, что условия пребывания в подземном пространстве должны быть хуже, чем на поверхности.

Юридическая проблема выражена в нехватке полного и всестороннего нормативно-правового регулирования вопросов, связанных со строительством подземных сооружений, отсутствии систематизации норм, регулирующих подземное строительство.

Хотя названные проблемы являются серьезным препятствием для развития подземного строительства, отказываться от него не стоит, т.к. на сегодняшний день это лучший вариант развития крупных городов. Конюхов Д.С. отмечает, что «Подземное пространство города – это ...одно из средств преодоления тенденции расширения города, предмет разработок новых концепций создания и сохранения естественной среды обитания, достижения приоритетов эколого-экономического благополучия и устойчивого развития, создания условий жизнедеятельности людей в экстремальных условиях»¹. По мнению Петренко И.Е., «освоение подземного пространства является ключом к сохранению окружающей среды, а также фактором, оказывающим благоприятное влияние на сохранение среды обитания человека в крупных городах»².

Освоению подземного пространства и развитию соответствующей нормативно-правовой базы в последнее время уделяется все больше внимания в России. В частности, постановлением Правительства Москвы от 29.05.2007 № 412-ПП одобрена «Концепция освоения подземного пространства и основные направления развития подземной урбанизации города Москвы». В соответствии с Порядком разработки, утверждения, финансирования и контроля за ходом реализации городских целевых программ в городе Москве, утвержденным постановлением Правительства Москвы от 17 января 2006 г. N 33-ПП, было принято разработать Городскую целевую среднесрочную программу освоения подземного пространства на 2008–2010 гг. и основные направления развития подземной урбанизации города Москвы на последующие годы³.

Кроме того, постановлением Правительства Москвы 28.07.09 № 662-ПП одобрена Концепция проекта закона города Москвы «О недропользовании в городе Москве»⁴. По мнению разработчиков, такой закон создаст необходимую нормативную правовую базу в области подземного строительства в столице. Закон позволит решить также ряд задач практического характера: установления четких критериев отнесения участков недр к участкам недр местного значения и участкам недр, предоставляемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, определения порядка предоставления прав пользования участками недр, в которых находятся общераспространенные полезные ископаемые, и участками недр местного значения, определения порядка предоставления прав и лицензий на пользование участками недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, в Екатеринбурге утвержден Генеральный план развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года».

В связи с тем, что подземные здания и сооружения являются объектами капитального строительства, приоритетным в регулировании возникающих правоотношений являются нормы градостроительного законодательства. Однако в действительности при правовом регулировании подземного строительства возникают вопросы применения не только градостроительного законодательства, но и законодательства о землепользовании, недропользовании, вопросы экологической безопасности.

В юридической литературе проблема о круге отношений, подлежащих регулированию горным законодательством, уже давно обсуждается. Так, по мнению Б.В. Ерофеева, отношения по поводу строительства подземных сооружений следует исключить из предмета горного законодательства⁵. Другой точки зрения придерживаются Н.А. Сыродоев⁶ и Л.А. Заславская⁷. По их мнению, общественные отношения, возникающие в связи со строительством и эксплуатацией различных по своему характеру подземных сооружений, включая и не связанные с ведением горного хозяйства (метро, трубопроводы и т.д.) следует рассматривать в качестве предмета горного законодательства.

По мнению Н.Б. Мухитдинова, на современном этапе развития общества подземные вещества, не являющиеся полезными ископаемыми, охраняются лишь постольку, поскольку беспорядочная их выемка может повлечь за собой нарушения структуры земной коры и тем самым сделать невозможным использование поверхности земли по назначению, причинить вред самим полезным ископаемым. Поэтому отношения по выемке пустых пород для строительства подземных сооружений не может быть предметом горного законодательства⁸.

Однако строительство подземных объектов не может быть осуществлено без использования в той или иной степени без самой поверхности земли. Еще в начале прошлого века, отвечая на вопрос, где кончается поверхность земли и начинаются недра, российский юрист А.Л. Боровиковский писал: «Недра земли это ее состав, ее содержимое. Пока я пользуюсь возможными от земли выгодами, не расходуя самого существа ее, / я, как бы глубоко в нее ни проникал, пользуюсь лишь ее «поверхностью». Но когда я расходу самую почву / я эксплуатирую «недра земли»⁹.

¹ Конюхов Д.С. Использование подземного пространства. Учеб. пособие для вузов. М.: Архитектура, 2004. - С. 4.

² Петренко И.Е. Экологические аспекты строительства подземных сооружений // Горный вестник.-1998.-№1.-С. 21.

³ См.: Официальный сервер Правительства Москвы: <http://www.mos.ru>

⁴ См.: Официальный сервер Правительства Москвы: <http://www.mos.ru>

⁵ См.: Ерофеев Б.В. Советское земельное право. М., 1969. С 322-323.

⁶ См.: Сыродоев Н.А. Правовой режим недр. М., 1969. С 100.

⁷ См.: Заславская Л.А. Понятие объекта права государственной собственности на недра земли и пользования ими // Ученые записки ВНИИСЗ, вып. 16. – 1969. – С 110.

⁸ См.: Мухитдинов Н.Б. Правовые проблемы пользования недрами. – Алма-Ата: Изд-во «Наука» Казахской ССР, – 1972. – С. 64.

⁹ Цитирование по Певзнер М.Е. Горное право: Учеб. для вузов. - 3-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во Москов. гос. горного ун-та, 2006. – С. 12.

Доктор юридических наук Ильясова К.М. делает вывод, что при строительстве подземных объектов нет расходования почвы, значит строительство подземных сооружений автор не относил к недропользованию¹.

Строительство объектов под землей отличается от строительства объектов на земле. Тем не менее, и то и другое является строительной деятельностью. Возникает вопрос: дает ли специфика подземного строительства нам право относить его к области горного или земельного права и отрывать от общего понятия строительства? На этот счет в литературе высказывались различные точки зрения. Например, И. М. Смоляр предложил концепцию градостроительного права как самостоятельной отрасли права и законодательства². Ю.Н. Старилов обосновывает возникновение архитектурно-строительного права в качестве подотрасли административного права³. О. И. Крассов утверждает о существовании подземного строительства, как самостоятельного градостроительного права, но в контексте института земельного права⁴. Позиция данного автора представляется наиболее приемлемой, поскольку тенденция, наметившаяся в практике, достаточно символична и отражает непростую ситуацию, сложившуюся в настоящее время в доктрине и гражданском законодательстве. Речь идет о правовом режиме связки «земля-строение». Программой социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочную перспективу (2002–2004годы), было предусмотрено реформирование правоотношений в сфере оборота земли и других объектов недвижимости, которое предполагает в числе прочих мероприятий «законодательное оформление правовой концепции единого объекта недвижимости через определение земельного участка, как базового элемента недвижимости, а любых его изменений – как улучшение земельного участка» (п. 3.1.7 Программы).

Следует отметить, что земельное законодательство исходит из единства судьбы земельного участка и прочно связанных с ним объектов недвижимости. Так, при размещении новых объектов на глубине до 5 м, сооружаемых открытым способом, необходимо согласно градостроительному и земельному законодательству формирование земельного участка, оформление прав на него и получение разрешения на строительство (ст. 30–32 Земельного Кодекса РФ). При строительстве как открытым, так и закрытым способом объектов на глубине более 5 м требуется формирование участка недр и оформления лицензии на недропользование (ст.7 Закон РФ «О недрах»). Законодательство о недрах лишь условно, не принципиально разделяет пользователей недр на участки недр для проведения горно-геологической деятельности и на участки недр для строительства, эксплуатации подземных сооружений. Основное отличие усматривается в сроках предоставления участков недр в пользование; во втором случае оно носит бессрочный характер (ст.10 Закона РФ «О недрах»).

Подземное сооружение неразрывно связано с недрами, как здание с земельным участком. Так, при переходе права собственности на здание, строение, сооружение, находящееся на чужом земельном участке, к другому лицу оно приобретает право на использование соответствующей части земельного участка, на тех же условиях и в том же объеме, что и прежний их собственник (ст.35 ЗК РФ). В отношении же подземных сооружений права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами (ст. 1.2 Закона РФ «О недрах»). Вместе с тем ст. 17.1 Закона РФ «О недрах» не допускает перехода права пользования участками недр от одного пользователя недр к другому в случае приобретения права собственности на здание.

Следует отметить, что при строительстве подземных капитальных объектов непубличного, а частного характера возникает вопрос об имущественном обороте участков недр, используемых при их застройке и эксплуатации.

Так же, как и при наземном строительстве, развитие системы подземных сооружений формируется последовательно путем градостроительного планирования, проектирования и зонирования, выполнения инженерных изысканий, архитектурно-строительного проектирования и собственно строительства.

Именно в правилах землепользования и застройки населенных пунктов, а не в «правилах недропользования» учитываются типология и особенности подземных сооружений путем принятия градостроительных регламентов. Специфика использования подземного пространства населенных пунктов практически исключает возможность разработки единого градостроительного регламента использования подземного пространства для целой территориальной зоны. Границы территориальных подзон подземного пространства, как правило, не совпадают с границами территориальных подзон наземного пространства.

На наш взгляд, градостроительные регламенты по использованию подземного пространства необходимо включить в правила землепользования и застройки. Только в этом случае должно быть разрешено использование подземного пространства для строительства.

Выделение зон освоения подземного пространства неразрывно связано с функциональным зонированием надземной поверхности города.

С учетом изложенного, освоение подземного пространства городских территорий должно осуществляться по принципу «горизонтального и вертикального зонирования подземных слоев», где под «горизонтальным

¹ Ильясова К.М. Вопросы совершенствования законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании // Энергетическое право. – 2007. – №2. – С. 41.

² Смоляр И.М. Градостроительное право. Теоретические основы. – М., 2000. – С. 41.

³ Старилов Ю.Н., Полянский В.В., Галлиган Д. Административное право: История развития и основные современные концепции. – М., 2002. – С. 258–259.

⁴ Крассов О.И. Земельное право: Учебник. – М., 2000. – С. 87–88.

зонированием» понимается зонирование территории населенного пункта под поверхностью земельного участка на зоны, ограниченные по площади и разделенные границами. «Вертикальное зонирование» городской застройки сводится к введению «слоистой» модели регулирования, с учетом исторических районов международного значения, исторических памятников местного значения, природно-геологических особенностей. Для этого необходимо выделить классы использования подземного пространства в зависимости от глубины заложения. Внутри каждого класса и соответствующей зоны в зависимости от природно - геологических особенностей застраиваемой местности, необходимо установить перечень видов разрешенного использования, показатели градостроительных регламентов и виды прав на участки подземного пространства с ограничениями по их использованию.

При этом зоны не должны быть зафиксированы на будущие времена. Это должен быть процесс постоянного мониторинга и работы по планированию; не только для того, чтобы включить в систему зонирования какие-то пропущенные элементы (параметры), но и для того, чтобы постоянно усовершенствовать регламент по мере того, как в городе появляются новые стили зданий, новые технологии и функции.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗРЕЗА НА ПРИМЕРЕ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹С.П.Новикова, ²З.Ш.Галимова

¹ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

²ЗАО «Охтин-Ойл», Лениногорск

Novikova.Svetlana@tatar.ru

На территории Беркет-Ключевского месторождения впервые проведено тектоническое районирование по кровле тульских отложений, которое позволило уточнить геологическое строение участка.

В региональном тектоническом плане Беркет-Ключевское месторождение территориально приурочено к южной части Ульяновской террасы западного склона Южно-Татарского свода. По кристаллическому фундаменту с восточной части месторождения прослеживается регионально выраженная Кузайкинская разломная зона, которую в девонских терригенных отложениях наследует девонский грабенообразный прогиб [1].

По нашим представлениям, территорию Беркет-Ключевского месторождения пересекают два субрегиональных прогиба, имеющих север-северо-западное простирание, которые очерчивают валообразную зону аналогичного простирания. В отличие от Кузайкинского прогиба, имеющего здесь субмеридиональное простирание, наблюдается четкий разворот прогибов на север-северо-запад. Также прослеживаются более мелкие прогибы северо-восточного и север-северо-восточного простирания, которые выделяют структурные поднятия в группы самостоятельных локальных зон (рис.1).

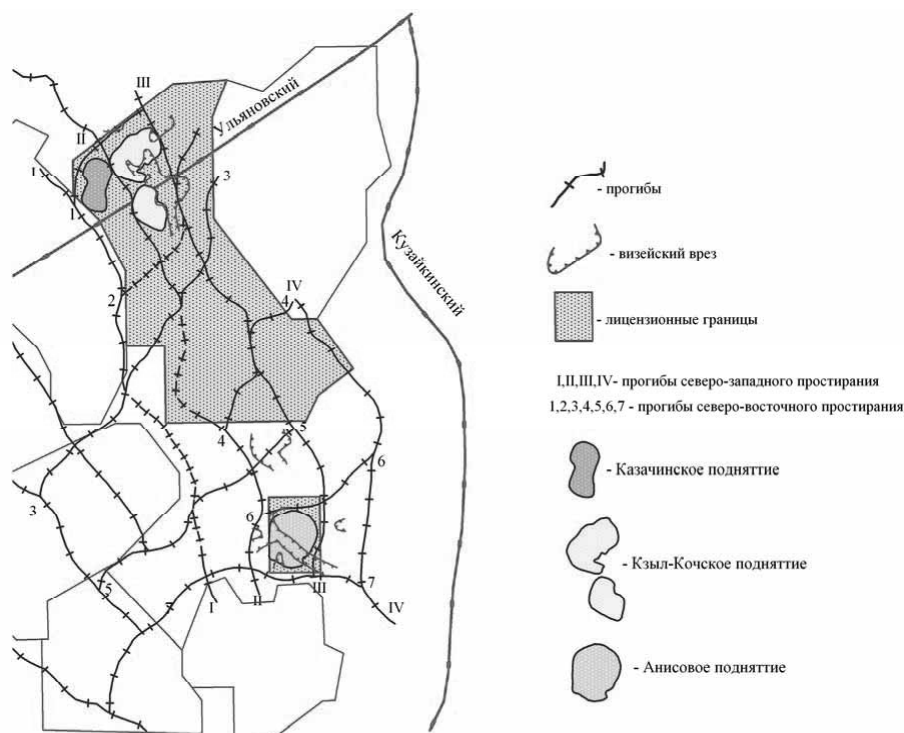


Рис.1. Тектоническая схема структурной поверхности
нижнекаменноугольных отложений.

Прогибы имеют разную геоморфологическую выраженность и амплитуду от 10 до 30 м. Приводим фрагмент структурной карты по кровле тульских отложений (отражающий горизонт У), где можно проследить прогибы (рис.2).

Изучаемые локальные поднятия находятся в разных частях Беркет-Ключевского месторождения. Кзыл-Кочское поднятие приурочено к самой северной части месторождения, его амплитуда составляет 35 м (рис.3,4).

Анисовое поднятие принадлежит к самой южной части месторождения. Оно характеризуется, в отличие от первого, высокой геоморфологической выраженностью, его амплитуда – 45 м (рис. 4). Общий наклон слоев осадочной толщи на месторождении наблюдается в юго-западном направлении.

Кзыл-Кочское поднятие состоит из двух куполов – северного и южного. Северный купол представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, осложненную тремя куполами северо-западного простирания. Южный купол представляет собой округлую форму северо-западного простирания. Анисовое поднятие имеет изометричную форму северо-восточного простирания (рис. 5, 6).

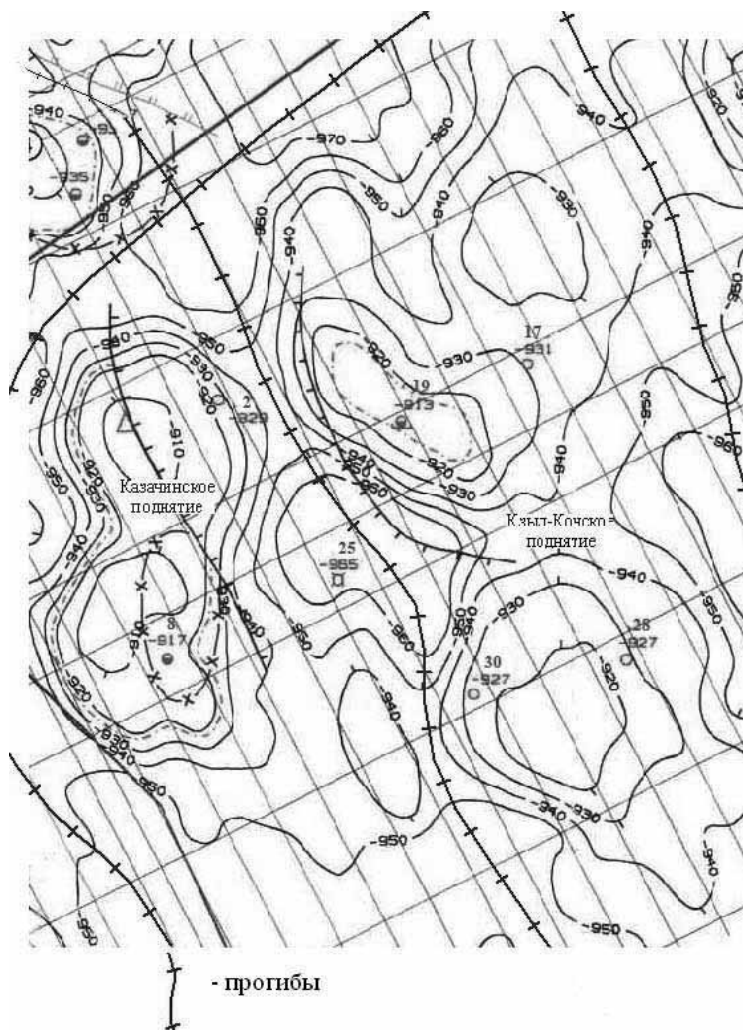


Рис.2. Структурная карта по кровле тульского горизонта нижнего карбона (отражающий горизонт У).

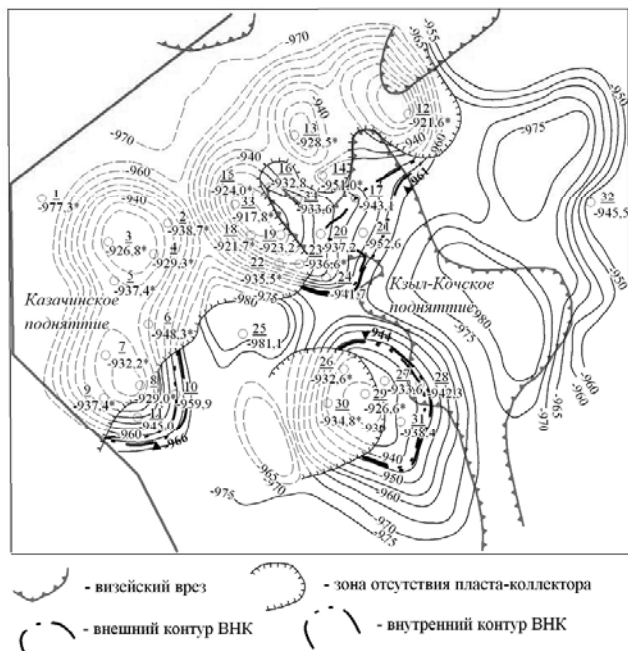


Рис.3. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона.

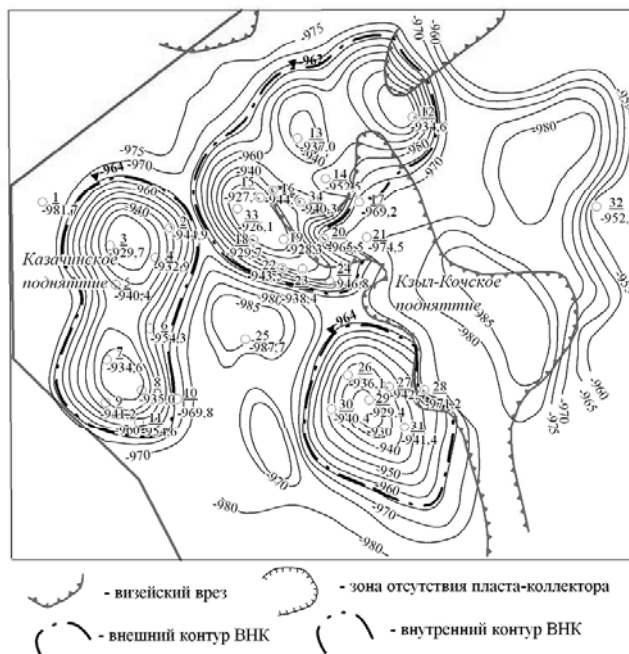


Рис.4 Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных отложений турнейского яруса нижнего карбона

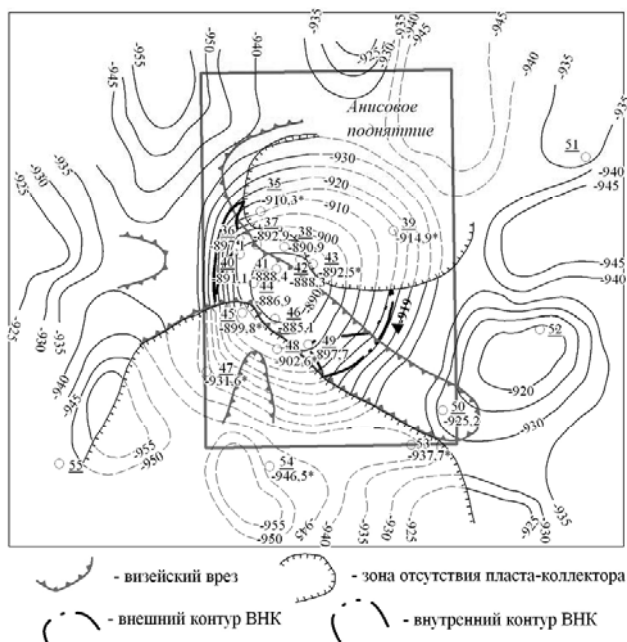


Рис.5. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона.

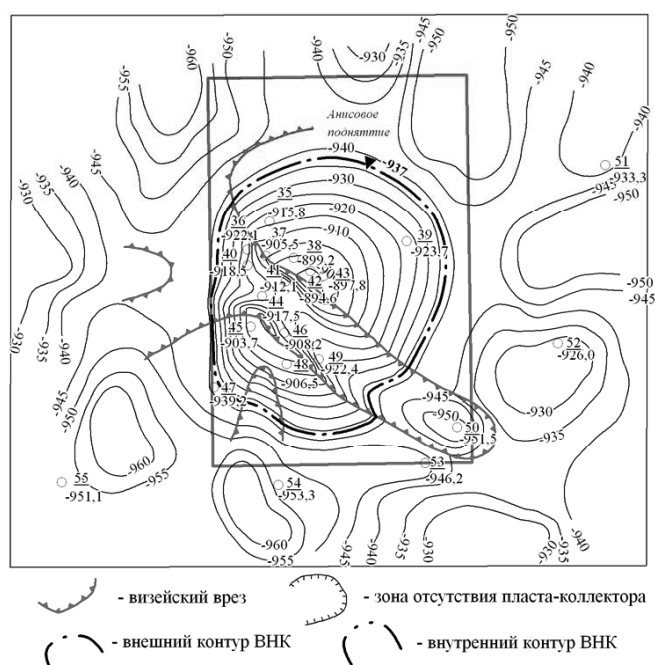


Рис.6. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивных отложений турнейского яруса нижнего карбона.

Поднятия, которые разделены прогибами и находятся в пределах одной локальной зоны, очевидно, будут иметь один уровень водонефтяного контакта. Рассмотрим на примере Кзыл-Кочской структуры бобриковско-турнейских отложений. Подошва залежи северного купола Кзыл-Кочского поднятия в бобриковских отложениях принята на абсолютных отметках минус 961 м., кроме того, в скв. 21 прослеживается водонефтяной контакт на абсолютных отметках минус 961,8 м, что является надежным критерием для обоснования положения подошвы залежи. Подошва залежи южного купола Кзыл-Кочского поднятия принята на абсолютных отметках минус 944 м.

Кровля водоносного прослоя залежи не вскрыта, это является свидетельством того, что уровень подошвы залежи вероятнее всего понизиться [2]. Понижение уровня подошвы залежи южного купола может привести к объединению залежей северного и южного купола в единую.

В отложениях турнейского яруса наблюдается более яркая картина: подошвы залежей северного и южного купола Кзыл-Кочского поднятия вскрыта на абсолютных отметках минус 962 м и минус 964 м соответственно. На южном куполе Кзыл-Кочского поднятия в скв. 26 прослеживается водонефтяной контакт на абсолютной отметке минус 964,2 м, что свидетельствует о надежности положения подошвы залежи. Самое высокое положение кровли водоносного прослоя на северном куполе зафиксировано в скв. 23 на абсолютной отметке минус 962,5 м., но поскольку скважина имеет значительное удлинение, более 90 м, то это могло привести к искажению значений абсолютных отметок. Поэтому для надежного обоснования кровли водонасыщенной части пласта принимаются скважины с меньшим удлинением. В скв. 19 при удлинении 6,4 метра кровля водонасыщенной части составляет минус 969,8 м, а в скв. 33 при удлинении 44 м кровля водонасыщенной части составляет минус 965,3 м. Подобный уровень водонасыщенной части пласта говорит о том, что подошва залежи на северном куполе Кзыл-Кочского поднятия может понизиться до абсолютной отметки минус 964 м., что, в свою очередь, естественным образом приведет к объединению залежей.

К западу от Кзыл-Кочского поднятия расположена Казачинская структура. Между ними проходит прогиб II. Наличие этого прогиба говорит о том, что объединение залежей нефти Казачинского и Кзыл-Кочского поднятий невозможно. В районе прогиба II происходит резкое погружение пластов обоих поднятий. Подтверждением погружения пластов служит скв. 25, которая находится в непосредственной близости от поднятий.

Таким образом, тектоническое районирование территории Беркет-Ключевского месторождения позволило детально изучить геологическое строение участка, что способствовало уточнению ряда структурных характеристик, определяющих строение залежей нефти. В связи с этим считаем важным и необходимым проведение тектонического районирования участков при проведении оценки и подсчета запасов залежей нефти.

Литература

1. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань, 2008. – 210 с.
2. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань, 2010. – 283 с.

ПРОЦЕССЫ СОВРЕМЕННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

Д.К. Нургалиев, Э.В. Утемов, Д.И. Хасанов, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, Е.В. Еронина,
Б.М. Насыртдинов, А.Н. Даутов

Казанский федеральный университет

Поиски месторождений (залежей) нефти и газа являются одной из главных задач (целей) геофизических исследований в осадочных бассейнах. Эффективность применения геофизических методов для решения данной задачи существенно повысится, если наряду с решением узких задач (поиски структур, ловушек другого типа, выделение разрывных нарушений в разрезе) исследователи будут решать более общие фундаментальные проблемы формирования и развития осадочных бассейнов с позиций современных представлений о формировании и разрушении залежей нефти в осадочных бассейнах. С другой стороны, очень важно использовать весь комплекс имеющихся геологических материалов как конкретно относящихся к текущему объекту исследования, так и более общие идеи, на основе которых возможна более глубокая формализация (интерпретация) геофизических данных.

Эта проблема чрезвычайно актуальна сегодня, когда остро стоит вопрос о приросте запасов углеводородного сырья в Республике Татарстан. Открытие новых залежей на старых нефтедобывающих (восток РТ) и новых (запад РТ) территориях позволит эффективно использовать уже имеющуюся инфраструктуру и трудовые ресурсы, уменьшить затраты на освоение месторождений.

В данной работе мы кратко рассмотрим один из аспектов системного подхода к интерпретации геолого-геофизических данных. Суть этого аспекта заключается в обобщении имеющихся геологических данных для «прогнозирования нефтегазоносности» и использования этой информации для наиболее полного анализа и геологического истолкования геофизических образов (магнитных, гравитационных, сейсмических, ядерно-физических и т.д.).

Осадочные бассейны являются нефтегазоносными, если в них уже обнаружены промышленные залежи нефти и газа. Бассейны, в которых залежи пока не обнаружены можно отнести к перспективным. Вероятно, что нефть есть практически во всех осадочных бассейнах, все дело – в ее количестве. Прогнозирование вероятных зон скопления нефти в нефтеперспективных бассейнах задача геолого-геохимическая и геофизические данные здесь могут быть использованы на этапе регионального прогноза для оценки региональной структуры осадочного чехла (наличие крупных выступов и впадин кристаллического фундамента, оценка геотермических условий и т.д.). Мы будем рассматривать прогнозирование зон нефтегазоаккумуляции в нефтегазоносных бассейнах.

Таким образом, мы полагаем, что источники нефти – зоны нефтеобразования априорно присутствуют в нефтегазоносных бассейнах. Наличие таких зон свидетельствует как о наличии необходимой массы органического вещества (ОВ), термобарических и каталитических условий, необходимых для формирования сложных углеводородов (УВ) составляющих нефть, так и условий для накопления и сохранения залежей нефти. Т.е. задача прогнозирования зон вероятного нефтегазоаккумуляции распадается на целый ряд мелких проблем, которые и составляют суть всей проблемы как целого. Задачи эти следующие:

1. Прогнозирование участков наиболее интенсивного нефтеобразования;
2. Прогнозирование причин, путей и направления миграции УВ в залежи;
3. Прогнозирование потенциальных ловушек;
4. Прогнозирование участков в осадочном чехле, в которых залежи могли сохраниться.

Прежде чем перейти к рассмотрению в тезисном виде технологий прогнозирования нефтегазоносности территорий, необходимо рассмотреть некоторые новые представления о формировании и разрушении залежей нефти, полученные в Казанском университете за последние годы. В основе этих представлений лежит идея о молодости залежей нефти и газа, существующих в осадочном чехле в настоящее время. Эта идея не бесспорная и, несомненно, могут также существовать залежи, имеющие существенно более древний возраст.

Возраст залежей нефти может быть оценен множеством методов, среди которых радиометрический (по расчету равновесного соотношения урана и продуктов его распада), минералогический (по возрасту минералогических изменений в области залежи), событийный (по возрасту события приведшего к формированию данной залежи), палеомагнитный (по возрасту намагниченности, сформированной при химических изменениях минералов железа) методы. Достаточно очевидным является метод оценки времени разрушения залежи по оценке скорости диффузии УВ через покрывку. Последний метод применялся многими исследователями [1, 2 и др.]. Полученное время потери половины компонентов C_1 - C_7 в залежи составило от 4.5 до 70 млн. лет [1,2]. Это, по-видимому, верхние оценки возраста по следующим причинам. Во-первых, проницаемость покрывки принята очень малой. Реальные покрывки имеют существенно большие проницаемости. Во-вторых, в цитированных выше работах учитывалась только микроскопическая проницаемость, в то время как макроскопическая проницаемость осадочного чехла (за счет наличия зон трещиноватости осадочного чехла) на порядки выше. В-третьих, сейсмическая активность, приводящая к существенному усилению диффузии очень высока даже на стабильных участках земной коры. Например, вероятность землетрясений с $M=8$ составляет порядка 10^{-5} , т.е. один раз в 10^5 лет такое землетрясение наблюдается на платформах. А землетрясения с $M=3$ происходят в среднем 1 раз в несколько лет. Можно себе представить, какая

сейсмическая энергия выделяется за 10^6 лет! Несомненно, что макроскопическая трещиноватость и влияние быстрых тектонических (сейсмических) событий приводит к существенному ускорению диссипации залежей нефти [3, 4]. В особенности это касается крупных залежей, вероятность сохранения которых в осадочном чехле существенно меньше, чем мелких.

Нами были проведены исследования возраста минералогических изменений пород в пределах нескольких залежей нефти и битумов [5]. При миграции УВ в осадочные породы в них происходят минералогические изменения. В некоторых случаях в процессе этих изменений возникают ферримагнитные минералы. Чаще всего это сульфидные минералы, среди которых встречается низкотемпературная ферримагнитная модификация – грейгит. Реже на границе окислительной и восстановительной обстановок (выше залежи) формируется аутигенный магнетит. В породах при этом формируется химическая остаточная намагниченность, запоминающая направление магнитного поля в момент формирования агрегатов данного минерала. Магнитная чистка позволяет выделить указанную компоненту намагниченности в породах и идентифицировать ее с направлением геомагнитного поля той или иной эпохи. Таким образом, для одной залежи (древний ВНК) Бавлинского месторождения и целого ряда битумных залежей в пермских отложениях западного борта Южно-Татарского свода и восточного склона Мелекесской впадины был оценен возраст минералогических изменений. Аналогичные данные были получены для пород кристаллического фундамента в скважине 20009, что свидетельствует о молодости процессов протекавших (протекающих) и, вероятно, оказавших влияние на формирование УВ размещенных в современные залежи.

Полученные данные позволяют констатировать следующее:

1. Последняя миграция нефти в исследованные залежи произошла недавно – не более чем 700 тыс. – 2 млн. лет назад.
2. Возраст битумных залежей в Мелекесской впадине уменьшается с запада на восток.
3. Последняя миграция восстанавливающих флюидов в породах кристаллического фундамента ЮТС происходила не более чем 700 тыс. лет назад.

Приведенные выше данные свидетельствуют в пользу существенной молодости современных залежей. Некоторые аргументы молодости Ромашкинского месторождения будут также приведены ниже.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о следующем:

- залежи нефти не могут существовать длительное время в осадочном чехле,
- залежи ЮТС и прилегающих территорий сформировались не ранее 10^6 лет назад, и вероятно, продолжают формироваться и разрушаться в настоящее время,
- на формирование и размещение залежей значительное влияние оказали новейшие тектонические движения, которые сформировали современный рельеф земной поверхности.

Представленные выводы имеют принципиальное значение для прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции в осадочной толще, с другой стороны – они позволяют по-новому взглянуть на процесс интерпретации геофизических материалов. Например, геофизические технологии, регистрирующие вторичные изменения пород под действием УВ (магниторазведка, ЕП, ВП), а также геохимические методы поисков залежей нефти должны быть пересмотрены как с методической точки зрения (проведение полевых исследований), так и интерпретации получаемых полевых данных.

Исходя из того что залежи, существующие в настоящее время, являются молодыми, мы предполагаем, что на их формирование и разрушение огромное влияние оказали новейшие тектонические движения. Известно, что амплитуда поднятий-опусканий в новейшее время могла достигать нескольких сотен метров. Это очевидно как по наблюдениям современного рельефа, так и по мощности неогеновых отложений во впадинах (долинах). В результате морфометрических исследований в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нами установлено [6], что все крупные неотектонические структуры практически полностью совпадают с крупнейшими структурами, ранее выделенными по поверхности кристаллического фундамента. Это свидетельствует о наследственности основных структур земной коры, но главное в том, что большинство крупнейших структур имеет неотектоническое происхождение. Кроме того, была обнаружена взаимосвязь между пространственным распределением нефтеносных площадей и амплитудами вертикальных движений крупных неотектонических структур: площади разведанных месторождений в большинстве случаев расположены в неотектонических впадинах или на их склонах [6] (рис.1). Таким образом, можно утверждать, что неотектонические движения, несомненно, контролируют размещение залежей нефти и газа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. необходимо отметить, что латеральная миграция УВ в осадочном чехле возможна на расстояния не более первых десятков километров. Это вызвано очень высокой вертикальной проницаемостью осадочного чехла из-за наличия многочисленных зон трещиноватости и разуплотнения. Вертикальная макроскопическая проницаемость осадочной толщи на несколько порядков превышает латеральную, если рассматривать блоки чехла, горизонтальные размеры которых в несколько раз превышают мощность.

Главным фактором разрушения залежей является высокая макроскопическая проницаемость осадочного чехла, обусловленная наличием множества трещин и проницаемых зон, большинство из которых «живут» в настоящее время. Плотность этих трещиноватых зон на площади может быть оценена специальной обработкой космических снимков высокого разрешения в комплексе с анализом цифровых моделей современного рельефа. Интересно, что

область Ромашкинского месторождения отмечается максимальной макроскопической проницаемостью по сравнению с окружающими территориями. Это еще раз свидетельствует о том, что это молодое скопление нефти интенсивно разрушается в настоящее время. Об этом также свидетельствуют многочисленные проявления вертикальной миграции УВ в верхней части разреза (многочисленные признаки вторичного изменения пород). Интересен также тот факт, что на Ромашкинском месторождении отсутствуют значительные залежи битумов, как, например, на западном борту ЮТС, где залежи несколько древнее, чем Ромашкинское месторождение. В центральной части ЮТС только сейчас идет формирование битумных залежей в пермских отложениях.

Краткий обзор современных критериев прогноза зон нефтегазоаккумуляции применительно в основном к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приведенный выше, необходимо использовать в практике интерпретации геофизических исследований.

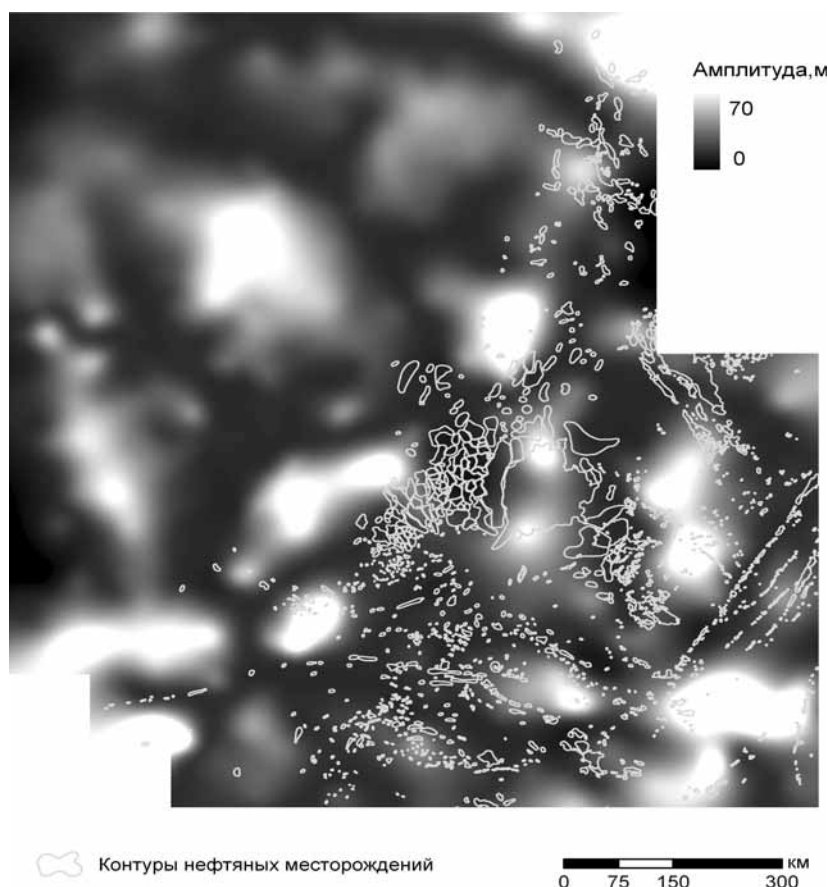


Рис.1. Сопоставление распределения контуров современных месторождений нефти и относительных амплитуд неотектонических вертикальных движений земной коры.

Главное в этом подходе, по мнению авторов, это представление залежей как динамичных объектов, формирование и разрушение которых продолжается в настоящее время или происходило совсем недавно. Такой подход оказался чрезвычайно плодотворным. Нами на основе изложенных выше принципов разработана модульная технология прогнозирования нефтегазоносности территорий (ГТО-ВМ), позволяющая как оценивать потенциальную нефтеносность территорий с различной степенью геолого-геофизической изученности, так и проводить оптимизацию геолого-геофизических исследований и определять участки для разведочного бурения. Технология уже успешно использована для практической оценки нефтегазоносности ряда участков на территории РТ. Модульность технологии позволяет использовать ее на различных стадиях процесса опосредования территорий, а также при их различной степени геолого-геофизической изученности. Наглядность технологии, основанная на использовании наиболее современных геоинформационных технологий, ее дешевизна и возможность оперативного получения необходимой информации делают данную технологию привлекательной для решения практических задач нефтяной геологии.

Литература

1. Krooss B., Leythaeuser D., Schaefer R. The quantification of diffusive hydrocarbone losses through cap rocks of natural gas reservoirs – a reevaluation// AAPG Bull. – 1992. – V.76. – No 34. – P.403– 406.
2. Leythaeuser D., Schaefer R., Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons// AAPG Bull. – 1982. – V.66. – No 4. – P.408–429.
3. Нургалиев Д.К., Плотникова И.Н., Сидорова Н.Н., Нургалиев Р.К. Влияние глобальной сейсмической

активности на изменение состава нефтей Ромашкинского месторождения// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 2002. – С.179–181.

4. Nourgaliev D.K., Muslimov R.Kh., Sidorova N.N., Plotnikova I.N. Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration// Geochemical Exploration. – 2006. – V. 89. – P. 293–296.

5. Нургалиев Д.К., Нургалиева Н.Г. Возраст и динамика формирования залежей нефти // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 1999. – С.179–181.

6. Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю., Бильданов Р.Р., Хасанов Д.И., Утемов Э.В. Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – МГУ. – 2004. – С. 367–368.

О НЕКОТОРЫХ ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОГЕЛЯ

Р.Ф. Нуруллин, А.И. Никифоров

ИММ КазНЦ РАН

Применение термогелей [1] при заводнении – один из способов повышения нефтеотдачи пласта на поздней стадии разработки. В основу технологии положено следующее свойство нагнетаемых реагентов – при низких температурах растворы некоторых полимеров маловязкие, а при высоких превращаются в гели. В работе рассматриваются различные варианты заводнения пластов с послойной и площадной неоднородностью по проницаемости.

В качестве инструмента анализа использовалась математическая модель процесса фильтрации в пласте. Рассматривалась неизотермическая двухфазная фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей. Предполагалось, что течение жидкостей медленное (т. е. насыщенности фаз и концентрации примесей в них меняются квазиравновесным образом) и происходит без фазовых переходов.

Уравнения сохранения масс фаз и компонентов записаны в следующем виде. Уравнения сохранения массы фаз:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_i) + \text{div}(\mathbf{U}_i) = 0, \quad (i = o - \text{нефть}, i = w - \text{вода}) \quad (1)$$

где $S_o + S_w = 1$, m – динамическая пористость.

Обычно полагается, что компоненты, растворенные в жидкости, могут изменить ее вязкость и переносятся со скоростью самой жидкости [2,3]. Поэтому уравнение сохранения массы примеси в воде принимается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(RmS_w + a) + \text{div}(R\mathbf{U}_w) = 0, \quad (2)$$

где R – объемная концентрация гелеобразующего компонента, a – интенсивность осаждения гелевых кластеров на стенки поровых каналов, определяется по изотерме сорбции Генри ($a = mR\Gamma$, Γ – коэффициент Генри).

Уравнения движения фаз определяются в соответствии с законом Дарси:

$$\mathbf{U}_i = -\frac{K_i}{\mu_i} \text{grad}(P), \quad (3)$$

где $\mu_i = \mu_i(R, T)$ – динамическая вязкость фазы; P – давление в фазах; K_i – фазовая проницаемость $K_i = k f_i(S_w)$; $f_i(S_w)$ – относительные фазовые проницаемости, k – абсолютная проницаемость пласта ($k=k^0$ при $t=0$).

Поле температур описывается уравнением:

$$C(S) \frac{\partial T}{\partial t} + \text{div}((c_w \rho_w U_w + c_o \rho_o U_o)T) = \lambda \text{div grad } T \quad (4)$$

Здесь $C(S)$ – объемная теплоемкость пористой среды; c_o , c_w – удельная теплоемкость нефти и воды; ρ_o , ρ_w – плотность нефти, воды; λ – коэффициент теплопроводности. На кровле и подошве пласта выполняется условия равенства потоков тепла и температур: $\lambda \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_{\Gamma^-} = \lambda \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_{\Gamma^+}$ и $T \Big|_{\Gamma^-} = T \Big|_{\Gamma^+}$. Полагается, что на входе в пласт температура постоянна и равна температуре нагнетаемой жидкости.

Считалось, что в начальный момент раствор полимера представляет собой дисперсную среду, состоящую из гелевых кластеров, размер которых совпадает с размером свернувшейся полимерной цепочки. Если фильтрационный поток переносит различные дисперсные частицы, размеры и количество которых меняется в потоке, то их состав можно характеризовать функцией распределения частиц по размерам $\Psi = \Psi(\mathbf{v}, t)$, где $\mathbf{v}$ – объем частицы. Для начального момента времени $\Psi(\mathbf{v}, 0) = \Psi^0(\mathbf{v})$. Уравнение сплошности для распределения гелевых кластеров по объемам записывается в виде [4]:

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} - u_{\zeta} = 0 \quad (5)$$

Интенсивность изменения числа кластеров в потоке можно представить в виде слагаемых: $u_{\zeta} = u_{\zeta}^m + u_{\zeta}^c + u_{\zeta}^a$, где первое слагаемое отвечает за конвективный перенос частиц, второе – за их объединение, третье – за осаждение частиц на стенки пор.

Изменение числа кластеров в потоке из-за конвективного переноса получается на основе уравнения сохранения массы для частиц одного типоразмера: $u_{\zeta}^m = -\frac{1}{S_w m} \vec{U}_w \cdot \nabla \psi$.

В данной работе считалось, что единственным фактором, приводящим к изменению размера кластеров в потоке, является процесс объединения макромолекул полимера и кластеров.

Скорость укрупнения гелевых кластеров определяется кинетикой сшивки макромолекул полимера и зависит от его концентрации, температуры пласта, от размера кластеров и условий, в которых происходит сшивание. Процесс образования геля опишем с использованием теории Смолуховского [5]. Согласно этой теории кинетика коагуляции частиц определяется уравнением:

$$u_{\zeta}^c = \frac{1}{2} \int_0^v \theta(v-v_1, v_1) \psi(v-v_1) \psi(v_1) dv_1 - \int_0^v \theta(v, v_1) \psi(v) \psi(v_1) dv_1,$$

где θ – ядро коагуляции, v, v_1 – соответственно объем кластера после коагуляции и объем присоединенного кластера. Возьмем ядро коагуляции в виде: $\theta = \alpha v_1 v_2$, где v_1, v_2 – объемы частиц, вступивших во взаимодействие, $\alpha = f(R, (T - T_r))$ – коэффициент коагуляции, T_r – критическая температура реакции гелеобразования.

Для того чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, воспользуемся одной из основных характеристик микрон неоднородности пористой среды – функцией распределения пор по размерам. Уравнение для функции распределения пор по размерам записывается в виде:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial r} (u_r \phi) + u_{\eta} = 0 \quad (6)$$

где $\phi(r, 0) = \phi^0(r)$,

u_r – скорость сужения пор. В дальнейшем сужением пор пренебрегается, т.е. $u_r = 0$.

Полагая, что количество заблокированных поровых каналов равно количеству кластеров, попавших в эти поры и способных их заблокировать, интенсивность u_{η} изменения количества поровых каналов радиуса r записывается в виде $u_{\eta} = -\pi r^2 \beta R S_w u_m \phi \int_{V^*}^{\infty} \psi(v) dv / \int_0^{\infty} \psi(v) v dv$, где V^* – минимальный объем кластера, способного заблокировать капилляр радиуса r , β – коэффициент пропорциональности (коэффициент формы частицы). Недоступный для полимера поровый объем учитывается тем, что в порах малого «недоступного» размера интенсивность блокирования полагается равной нулю.

$$\text{Средняя скорость жидкости в капилляре записывается в виде } u_m = \frac{|U| r^2}{8 \zeta \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_w}, \text{ где } U = \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \frac{\Delta P}{\Delta l} -$$

скорость фильтрации через образец длиной Δl единичного поперечного сечения под действием перепада давления ΔP в единицу времени, ζ – извилистость капилляров.

Если для любого момента времени в любой точке пласта известно распределение пор по размерам, то проницаемость и пористость можно вычислить по формулам:

$$k = k^0 \int_0^{\infty} r^4 \phi dr / \int_0^{\infty} r^4 \phi^0 dr, \quad m = m^0 \int_0^{\infty} r^2 \phi dr / \int_0^{\infty} r^2 \phi^0 dr. \quad (7)$$

Для выявления особенностей применения потокоотклоняющей технологии на основе термогелей рассмотрим случай вытеснения нефти водой в двуслойном радиальном пласте с пропластками одинаковой мощности и проницаемостями 40 и 200 мД. Перепад давлений 5 МПа. Вязкость воды и нефти соответственно 1 и 7 Па·с. Реагент закачивался при достижении обводненности продукции на выходе из пласта 90%.

На рис. 1 изображена абсолютная проницаемость пласта после применения технологии при следующих условиях: вода закачивалась в оба пропластка, реагента – только в хорошо проницаемый.

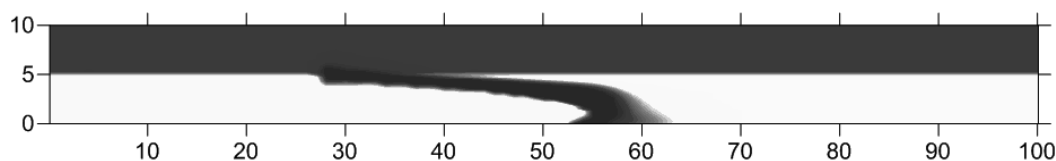


Рис.1. Абсолютная проницаемость пласта после применения термогеля.

Видно, что применение технологии привело к ухудшению проницаемости ранее высокопроницаемого пропластка и как результат перенаправлению части закачиваемой воды в верхний плохопроницаемый пропласток (рис.3).

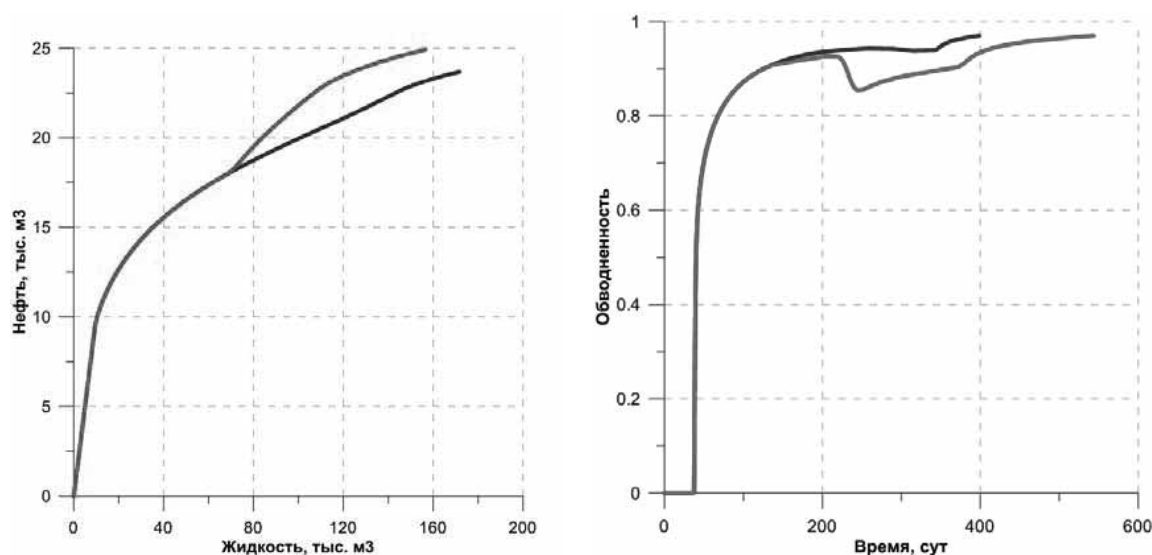


Рис.2. Зависимость добытой нефти от отобранной жидкости (слева) и коэффициент извлечения нефти (справа). Синим цветом обозначено обычное заводнение, красным – с применением термогеля.

В результате наблюдается повышение нефтеотдачи пласта в сравнении со случаем обычного заводнения (рис.2). Однако следует отметить, что в данном случае применялась одновременно-раздельная закачка жидкости в пласт.

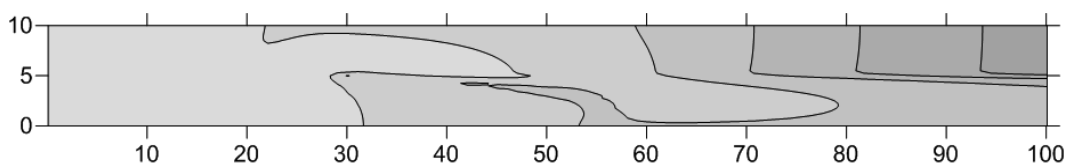


Рис.3. Водонасыщенность пласта после применения термогеля.

В случае же, когда такой возможности нет и вода закачивается вместе с реагентом только в нижний пропласток, результат иной (рис.4).

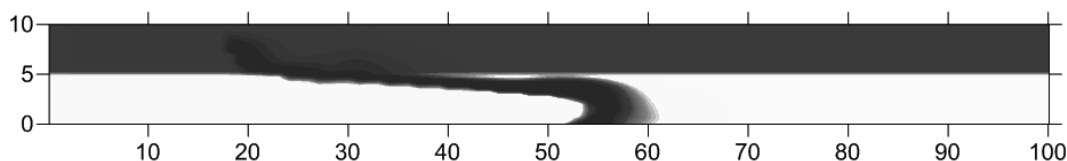


Рис.4. Абсолютная проницаемость пласта после применения термогеля.

Реагент проникает в плохопроницаемый пропласток, где температура выше в силу более медленной скорости фильтрации воды. Происходит образование плохопроницаемых зон. В результате существенно замедляется процесс фильтрации в пласте, что может привести к нерентабельности его разработки.

В случае площадной неоднородности пласта применение технологии также может привести к образованию слабопроницаемых зон непосредственно на границах различных по проницаемости участков (рис.5). Данное явление, как и в предыдущем случае, связано с особенностями распределения температуры в неоднородных пластах (рис.6).

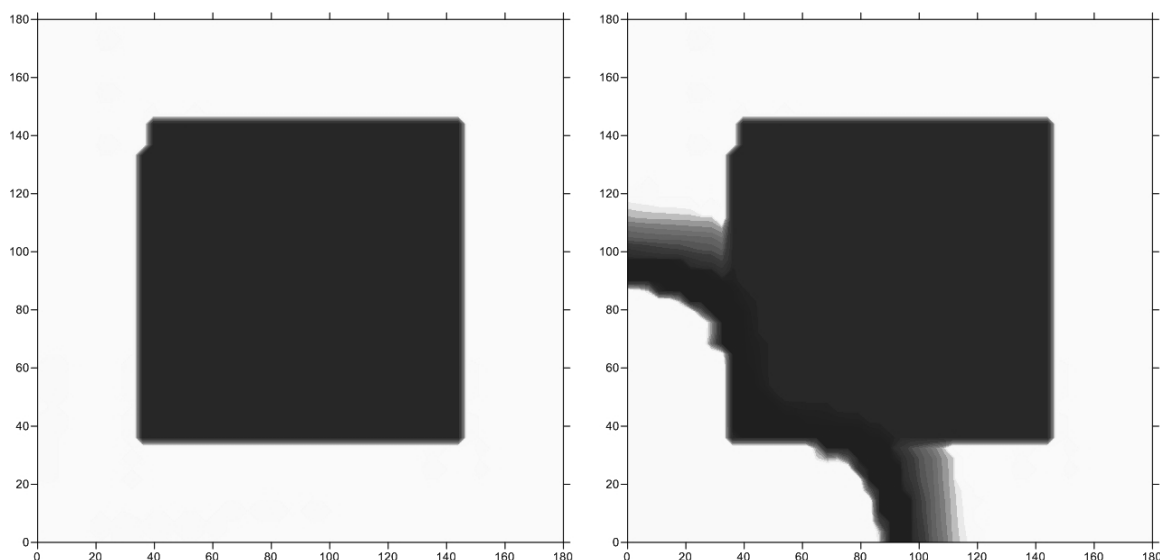


Рис. 5. Проницаемость пласта элемента пятиточечной системы заводнения.

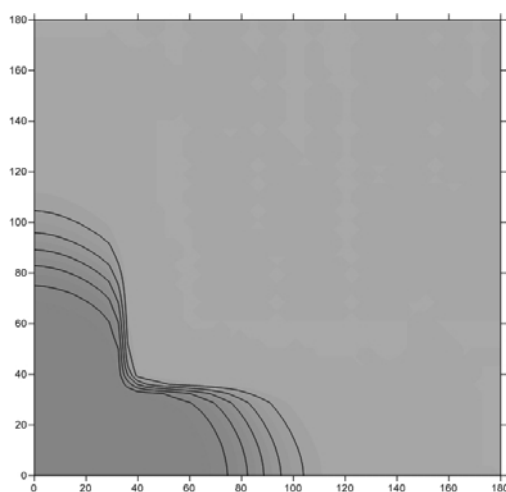


Рис. 6. Температура в пласте.

Таким образом, применение потокоотклоняющих технологий на основе термогеля может приводить к повышению нефтеотдачи послойно- и зонально неоднородных пластов. Трудности использования этой технологии на практике связаны со сложностью управления реологическими параметрами полимера за счет температуры в зависимости от конкретных пластовых условий, которые осложняются рядом таких факторов, как недостаточная геологическая изученность пласта, неизвестное распределение флюидов в пласте на момент начала применения технологии и т.д.

Управление распределением температуры в пласте и подбор термогеля для конкретных пластовых условий является задачей нетривиальной и может быть выполнено только при тщательном математическом моделировании процесса эксплуатации залежи.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Шарипов Р.Ш. Промышленное внедрение гель-технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конф. "Химия нефти и газа". В 2-х т. – Томск: "СТТ", 2000. Т. 1. – С.479–484.
2. Зубков П. Т., Федоров К.М. Механизм формирования высоковязких барьеров в неоднородных нефтяных пластах // Изв. РАН. МЖГ. – 1994. – № 1. – С. 98–103.
3. Чекалин А. Н., Кудрявцев Г. В., Михайлов В. В. Исследование двух- и трехкомпонентной фильтрации в нефтяных пластах – Казань: Изд-во Казан.ун-та, 1990. – 147 с.
4. Никифоров А. И., Анохин С. В. О моделировании вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Математическое моделирование. – 2002. – Т. 14. – № 12. – С. 117–127.
5. Галкин В.А. Уравнения Смолуховского. – М.: Физматлит, 2001. – 336 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ НАНОГИБРИДНОГО ПАВ И ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ С ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

В.Б.Обухова¹, Г.С.Дьяконов¹, Г.Н.Пестерников²,

А.А.Энгельс³, С.Ф.Смирнов³, С.В.Крупин¹

¹ *Казанский государственный технологический университет, г. Казань*

² *ООО «Силином», г. Ульяновск*

³ *ТОО «Холдинг НТЦ Геосервис», Республика Казахстан*

В процессе эксплуатации нефтяных скважин с применением заводнения, возрастает обводненность и в определенный момент дальнейшая их эксплуатация становится нецелесообразной. Однако нефтенасыщение такого обводненного пласта остается значительной и характеризуется как остаточное нефтенасыщение (ОНН). Имеющийся опыт показывает, что на месторождениях имеется достаточное количество участков и даже отдельных скважин, где присутствует, как правило, несколько видов остаточной нефти: капиллярно-защемленная, адсорбированная, пленочная, в тупиковых порах и микро неоднородностях, которые в совокупности формируют ОНН пластов [1].

Целью обсуждаемой разработки является увеличение нефтеотдачи терригенных глинистых, алевролитовых слабопроницаемых пластов за счет улучшения фильтрационных и нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды. Поставленная задача достигается за счет использования при заводнении оптимальных технологических составов (Силином ВУЧ) с регулируемой адсорбционной способностью, минимизирующих неизбежные потери при фильтрации в пласте.

Наибольшую эффективность в нефтепромысловом деле показывают мицеллярные составы, формируемые на основе ПАВ, способных к мицеллообразованию [2,3]. Однако высокие концентрации ПАВ в мицеллярных растворах делают их применение в процессах ПНП нерентабельным.

Синтезированы новые разновидности ПАВ – гибридные, которые по эффективности превосходят традиционные мицеллярные ПАВ, являясь в то же время более дешевыми. Строение гибридного ПАВ напоминает строение мицеллы обычных ПАВ, в реагенте Силином ВУЧ ядром мицеллы служит модифицированная частица диоксида кремния с размерами 4–6 нм, имеющая гидрофильные и гидрофобные участки, так называемую «мозаичную поверхность», на которой сорбирована композиция ПАВ.

Эффективность реагента Силином ВУЧ исследовалась на стандартном керне терригенных девонских пород на лабораторной установке с двухслойной пористой средой; при этом основным параметром служил конечный коэффициент вытеснения нефти. По результатам этих испытаний коэффициент вытеснения нефти достигал 96,7%, что в 3-4 раза выше, чем при использовании традиционного полимерного заводнения, и в 2 раза выше, чем при применении мицеллярных ПАВ. Высокая эффективность реагента обязана его строению и механизму прохождения через пористую среду.

Технология с использованием реагента Силином ВУЧ для извлечения остаточной нефти рекомендуется для применения на эксплуатационных участках, представленных низкопроницаемыми терригенными коллекторами и осуществляется путем закачки в нагнетательные скважины водных растворов Силином ВУЧ.

Преимуществами обсуждаемой технологии являются:

- вовлечение в разработку ранее недоступных, низкопроницаемых продуктивных пластов с проницаемостью менее 0,1 мкм²;
- универсальность технологии, возможность проведения работ в карбонатных и терригенных пластах;
- технология не требует использования нестандартного оборудования;
- применяемый реагент имеет 3 класс опасности, является пожаро-, взрывобезопасным и малотоксичным.

Опытнo-промышленные работы с использованием реагента ВУЧ проводились на месторождении Западного Казахстана на 8 участках нагнетательных скважин (горизонты Ю01, Ю02). Работы по закачке реагента Силином-ВУЧ проводились в июле-августе 2010 г.

Средние дебиты по нефти по участкам реагирующих (добывающих) скважин составляли от 8 до 30 тн/сут, средняя обводненность по участкам составляла 75%. Объем закачки технологического раствора реагента Силином-ВУЧ составлял в среднем 40 м³, по одной скважине общий объем закачки технологического раствора составил 80 м³. При этом на отдельных скважинах, отличающихся приемистостью более 200 м³, предварительно проводилась закачка реагента Силином-ВН-Н-Б.

Предварительный анализ режимов работы реагирующих (добывающих) скважин (по состоянию на 23.08.2010) показывает несколько принципиальных положительных моментов:

- общий суточный дебит по нефти за прошедший период по 8 участкам обработанных нагнетательных скважин вырос на 76 тонн по сравнению с базовым показателем (с 178,4 до 254,4 т/сут);
- общий суточный дебит добываемой жидкости, на фоне увеличения отбора нефти, снизился на 9 м³, что указывает на очевидную положительную тенденцию процесса перераспределения фильтрационных потоков в обработанных пластах;
- произошло увеличение приемистости на 5 из 8 обработанных нагнетательных скважин в среднем на 48%, что также свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков в обработанных пластах (с учетом факта увеличения отбора нефти и снижения отбора жидкости).

Следует также отметить, что мы имеем дело лишь с предварительными результатами воздействия. Согласно нормативам, принятым в нефтедобывающей отрасли, объективные результаты от воздействия методов повышения нефтеотдачи пластов могут быть получены не ранее трех месяцев со времени проведения вышеуказанных работ.

Литература

1. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
2. Сургучев М. Л. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М., 1977. – 177 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 309 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ-АНАЛИЗА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин

ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши

В настоящее время активно развивается один из методов геофизики – дистанционное тепловизионное зондирование, которое основано на принципе томографии геологических сред. В этой технологии используют разновременные авиационные и космические снимки в дальней инфракрасной области электромагнитного спектра. Рассчитывают объемные модели плотности потока теплового излучения среды для решения геологических (изучение глубинного строения Земли, поиск нефти, газа и подземных вод), техногенных и экологических задач. Существенная новизна метода состоит в получении непрерывной объемной картины распределения тепловых характеристик поля.

В связи с тем, что технология тепловизионной томографии появилась сравнительно недавно, а математический аппарат разработан крайне слабо, перспективы ее развития целесообразно связывать с классическими подходами, разработанными в геофизике. Одним из математических подходов в теории и технике обработки сигналов и изображений являются непрерывные вейвлет-преобразования. Анализ и обработка нестационарных (во времени) или неоднородных (в пространстве) сигналов, связанных с потоком теплового излучения среды, определяет собой основу практической применимости вейвлет-анализа. Общий принцип построения базиса вейвлетов состоит в использовании масштабного преобразования и смещения. Именно за счет изменения масштабов вейвлеты способны выявить различие в характеристиках на разных шкалах (частотах), а путем сдвига – проанализировать свойства сигнала в разных точках интервала.

Нами проведена оценка применимости вейвлет-анализа при изучении тепловых полей, создаваемых источниками, различно расположенными в геологической среде, что позволит в последующем повысить достоверность построения моделей и расширить круг решаемых прикладных задач. Необходимо отметить, что в данном случае правильный выбор вейвлета во многом определяет эффективность его применения.

Для проверки возможности использования вейвлет-преобразования в тепловизионной томографии и при выборе вейвлета, наиболее полно описывающего характеристики теплового поля, нами исследованы поля, создаваемые телами простой геометрической формы в однородной геологической среде. В результате установлено, что вейвлет-преобразование позволяет выделять локальные источники в температурном поле. Путем выбора вида и порядка вейвлета можно установить точное соответствие масштаба разложения с глубиной, которое не зависит от других параметров (теплопроводности среды, температуры и геометрической формы источника). Кроме того, вейвлет-преобразование позволяет в суммарном поле разделить по разрезу отдельные источники тепла.

Апробация методики проведена путем исследования тепловых полей Черемшанского и Акташско-Новоелховского блоков, нефтеперспективного Скоропадовского поднятия, шнурковых залежей углеводородов Тлянчи-Тамакско-Мензелинской нефтегазоносной зоны ЮТС. Во всех случаях полученные тепловые модели имеют высокую степень корреляции с результатами других геофизических исследований (сейсморазведки, электромагнитного и тепловизионного зондирования). Тепловые разрезы в высокой степени отражают горизонтальную слоистость среды. Границы выявляемых слоев совпадают с изменениями характера диаграмм электрокаротажа скважин и отражают глубинное строение осадочного чехла региона. Все это доказывает широкие перспективы применения вейвлет-анализа для обработки космических снимков и построения объемных моделей теплового поля при дистанционном тепловизионном зондировании.

РОЛЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Т.Панарин

ООО «Газпром нефть шельф»

В последние годы в обществе, в средствах массовой информации, научно-технических кругах стали особенно “ходовыми” и популярными слова: инновации, модернизация, нанотехнологии.

Научно-технический прогресс знаменуется возникновением новых направлений, сулящих человечеству научный и экономический прорыв. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли получили сегодня существенное развитие. Одной из наиболее значимых и эффективных является технология оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП). Технология ОВНП создана коллективом ученых Казанского государственного университета под руководством профессора Н.Н.Непримерова четверть века назад. Она формировалась на базе многолетних исследований Ромашкинского и других месторождений бывшего Советского Союза. Технология базируется на новой модели фильтрации и новом математическом аппарате: на смену механической модели сплошной среды пришла физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики [1,2].

Практическая реализация постулатов технологии ОВНП в ОАО «Татнефть» началась в 1986 г. [3].

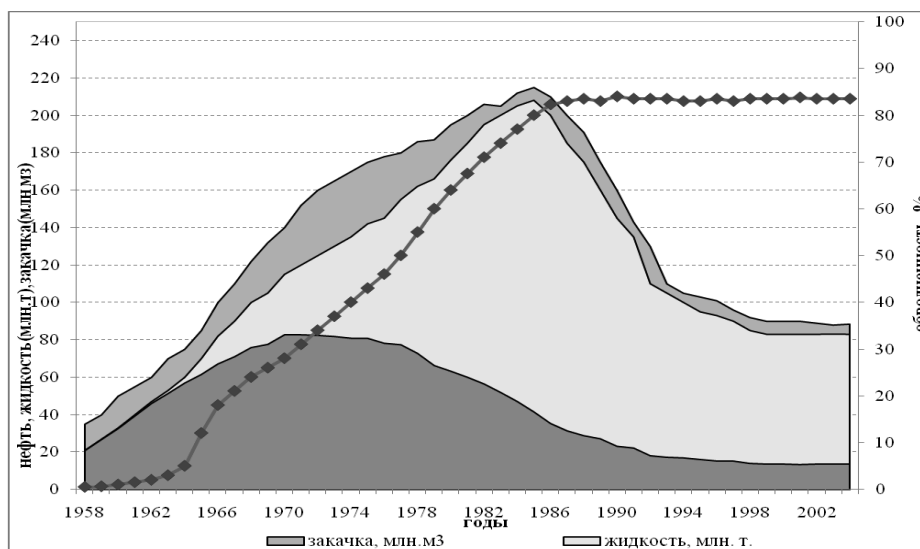


Рис.1 . График разработки пашийско-кыновских отложений
Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть» (Муслимов, 2007 г.).

Переход к технологии ОВНП на поздней стадии разработки позволил извлекать продукцию с меньшей обводненностью при стабилизации и даже росте добычи нефти. Отбор попутной воды и объем закачки сократился более, чем в 2 раза (рис.1 и 2).

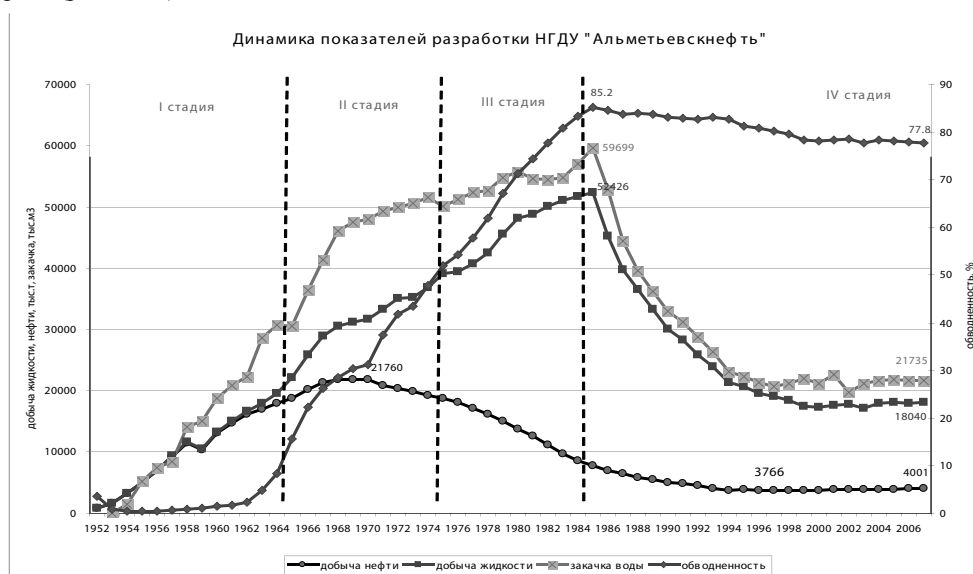


Рис.2 Динамика показателей разработки НГДУ «Альметьевскнефть».

Существенно снижается энергоемкость процесса нефтедобычи: общее энергопотребление уменьшилось более чем в 2 раза. По НГДУ «Альметьевнефть» удельный расход электроэнергии на добычу нефти сокращен в 1,4 раза, а на закачку – в 2 раза при ежегодном приросте этих показателей на 5-10% до внедрения энергосберегающих технологий разработки (рис.3).

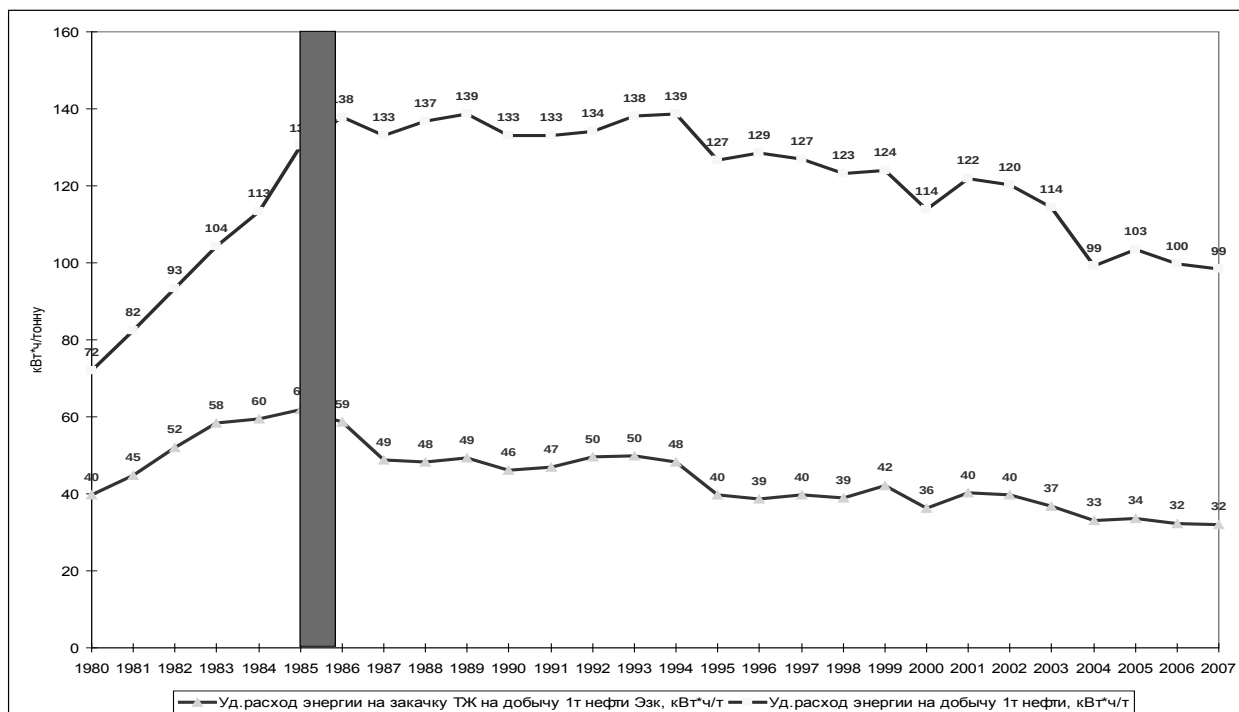


Рис.3. Удельный расход электроэнергии на закачку жидкости и добычу нефти по НГДУ «Альметьевнефть» в 1980–2007 гг.

Прогнозный водонефтяной фактор (ВНФ) по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть» ожидается на уровне 2, против 4 по традиционной технологии (рис.4). Двукратное уменьшение ВНФ наряду с экономической составляющей существенно снижает негативную экологическую нагрузку на природную среду.

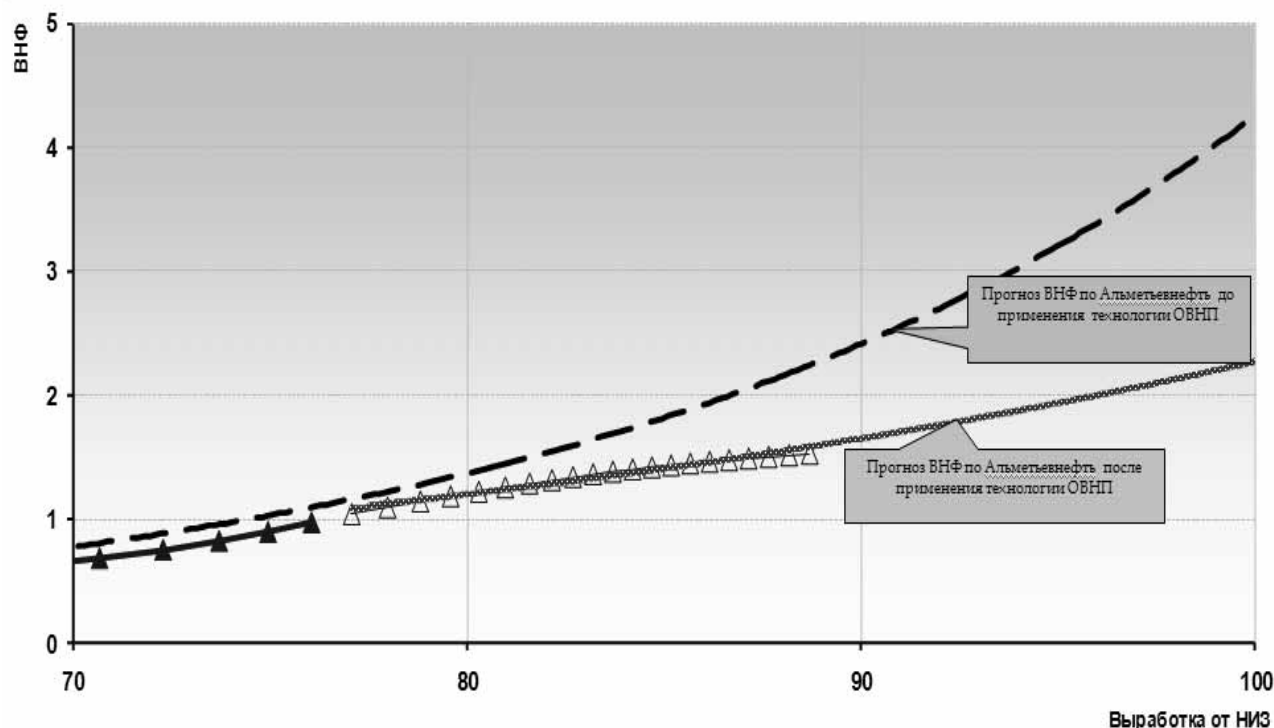


Рис.4. Прогноз ВНФ по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть».

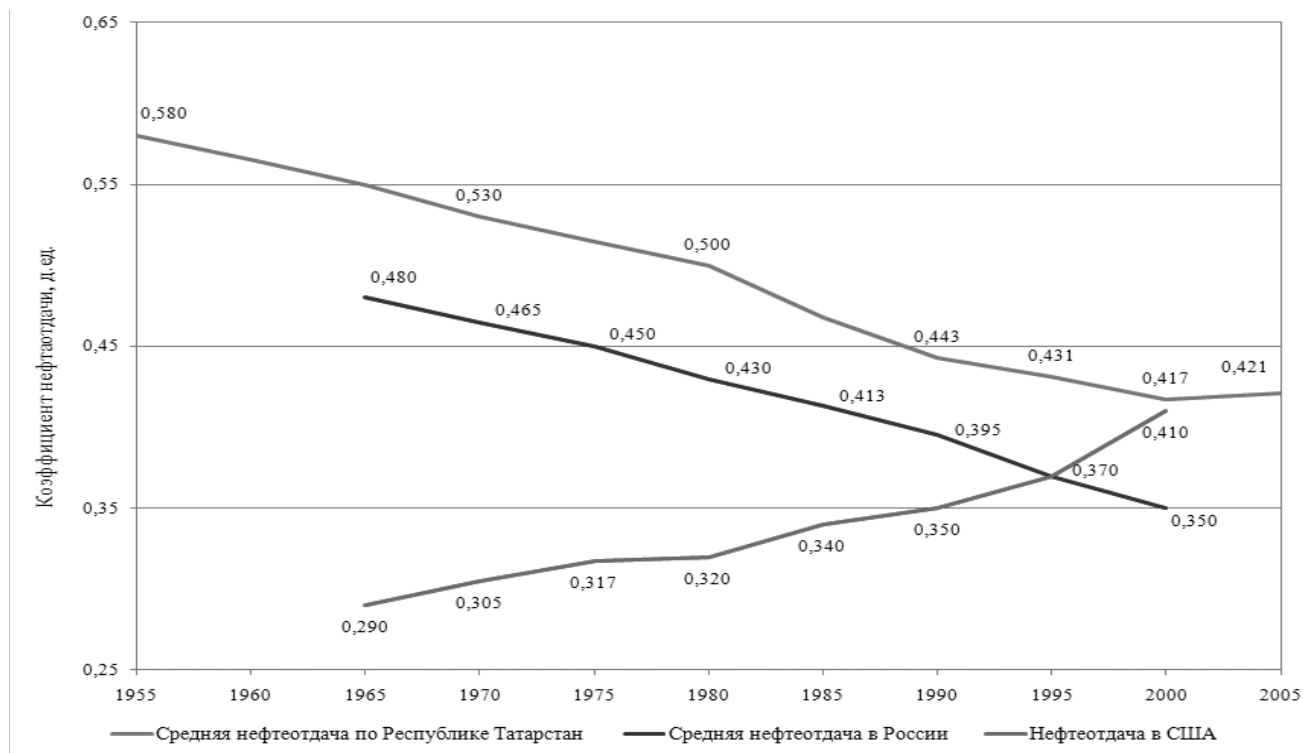


Рис.5. Динамика изменения коэффициента нефтеотдачи в России и США (Муслимов, 2007 г.).

Оптимизация пластового давления, депрессии и репрессии на пласт, снижение темпов охлаждения пластов за счет уменьшения кратности промывки, а также заводнение пластовыми, минерализованными водами глинистых коллекторов создали предпосылки увеличения коэффициентов нефтеизвлечения (КИН) [4,5]. В динамике средней нефтеотдачи по Республике Татарстан наметилась положительная тенденция (рис.5).

Однако необходимо с сожалением отметить, что в последние годы в ОАО «Татнефть» прекращены работы на всех трех полигонах (НГДУ «Ленингорскнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Азнакаевнефть»), где в промысловых условиях продолжалась отработка технологии ОВНП с использованием автоматизированной системы контроля и управления выработкой пласта (АСКУ-ВП). Сегодня ученые физического факультета Казанского университета развивают это направление за рубежом, работая на другие ведущие мировые фирмы.

Нефтеотдача пластов по мере ухудшения структуры запасов и выхода компаний в климатически еще более неблагоприятные районы Крайнего Севера, Восточной Сибири и шельфы морей должна стать главной задачей государства и недропользователей. Сложившаяся же динамика КИН по России в сравнении с США показывает обратную картину (рис.5).

Основные причины снижения коэффициента нефтеотдачи в России следующие:

- 1) Разбалансирование систем разработки за счет вывода в тираж огромного (до 50% и более) эксплуатационного фонда скважин.
- 2) Стремление недропользователей к получению максимальной прибыли при наименьших затратах за счет опережающей выработки наиболее продуктивных запасов.
- 3) Практически полное прекращение применения методов повышения нефтеотдачи пластов и поиска новых эффективных технологий увеличения КИН.
- 4) Низкое качество строительства и особенно цементирование колонн в условиях кустового бурения скважин в Западной Сибири.
- 5) Неэффективная работа органов контроля (Ростехнадзора, Росприроднадзора) за деятельностью недропользователей в области соблюдения проектных решений, технологических режимов эксплуатации скважин (депрессий, давлений нагнетания и т.п.), объемов и охвата фонда промыслово-гидродинамическими, геофизическими исследованиями, работ по охране недр и отсутствие жестких санкций со стороны государства за нерациональное использование недр.
- 6) Единая (плоская) шкала налогов (НДПИ) на добычу нефти различного исходного качества, продуктивности месторождений и стадии разработки.

Литература

1. Непримеров Н.Н. «Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов». – Казань: Изд-во КГУ, 1978. – С. 215.

2. Гаврилов А.Г., Непримеров Н.Н., Панарин А.Т., Штанин А.В. Способ выработки нефтяного пласта». Пат. № 2099513.

3. Панарин А.Т. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений на базе энергосберегающей технологии, Нефтяное хозяйство. – 1992. – №2. – С.8–9.

4. Панарин А.Т. Энергосберегающая технология разработки нефтяных месторождений / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань: Новое знание, 1998. – С. 217–224.

5. Овчинников М.Н., Штанин А.В., Панарин А.Т. Опыт оптимизации выработки нефтяных пластов на базе технологии оптимальной выработки нефтяного пласта / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань: Новое знание, 1998. – С. 212–216.

СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС – ТАТНЕФТИ

В.Т. Перелыгин, Л.Е. Кнеллер, А.И. Лысенков, В.Ф. Кудряшова

ОАО НПП «ВНИИГИС»

В России и в мире широко известны достижения ОАО «Татнефть».

Отличающаяся высоким научно-техническим уровнем компания (ранее объединение) одна из первых привлекала для решения задач разведки, разработки месторождений новейшие (на тот момент) методы ГИС: различные радиоактивные методы – стационарные, импульсные, спектрометрические модификации, акустический каротаж в различных модификациях; большое внимание уделялось и уделяется развитию методов воздействия на прискважинную зону пласта и др..

Применению самых современных методов способствовало наличие в Татарстане передового геофизического предприятия «Татнефтегеофизика».

Несмотря на то что ВНИИГИС находится на территории Республики Башкортостан, созданный в 1956 г. как Волго-Уральский филиал ВНИИГеофизики, с первых лет своего существования он был тесно связан с работами подразделений «Татнефть» и «Татнефтегеофизика». Здесь опробовались и широко применялись практически все новые методы, созданные во ВНИИГИС: опробователи пластов на каротажном кабеле, приборы гидродинамического каротажа, сверлящие керноотборники, приборы акустического каротажа, аппаратура радиоактивного каротажа, автономная аппаратура, бескабельные телесистемы для проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин, электромагнитные дефектоскопы и сверлящие перфораторы.

В настоящее время ОАО НПП «ВНИИГИС» остается одним из крупнейших научно-производственных центров по геофизическим исследованиям скважин в России. Активно действуя на рынке геофизических услуг и технологий, специалисты института продолжают работать над созданием новых разработок в соответствии с потребностями нефтегазовой отрасли.

Учеными и специалистами института создан широкий спектр современных аппаратурных средств и технологий, позволяющих значительно повысить эффективность поисков, разведки и разработки нефтяных, газовых месторождений, а также месторождений твердых полезных ископаемых.

Информационное обеспечение проводки горизонтальных и наклонно направленных скважин

В настоящее время ВНИИГИС располагает рядом телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров. При проводке скважин большого диаметра используется модернизированная система диаметром 172 мм ЗИС-4МЭ, для бурения боковых стволов, в том числе и из скважин старого фонда, созданы и производятся телеметрические системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ и АЗИМУТ-4-108.

Совместными усилиями ООО НПФ «Горизонт» и ВНИИГИС разработана система «ГЕОСЕНСОР», предназначенная для непрерывного контроля и регистрации технологических параметров процесса бурения с целью оперативного управления бурением и оптимальной, безаварийной проводки наклонно-направленных скважин. Система «ГЕОСЕНСОР» адаптирована для работы в комплексе с забойной телеметрической системой ЗИС-4МЭ. Связь ЗИС-4МЭ и СКПБ «ГЕОСЕНСОР», с одной стороны, дает возможность точной привязки по глубине инклинометрических данных в процессе бурения, с другой – позволяет технологам наклонно-направленного бурения и бурильщику, непосредственно управляющему бурильной колонной, оперативно принимать решения в соответствии с текущими показаниями обеих систем, технологически связанных между собой. Также система СКПБ «ГЕОСЕНСОР» может использоваться в качестве ядра для создания станции геолого-технологических исследований. Первый образец системы «ГЕОСЕНСОР» в настоящее время успешно работает на одном из месторождений в Западной Сибири. Получены положительные отзывы.

Для бурения под кондуктор в условиях повышенной абразивности бурового раствора (в Западной Сибири), а также в скважинах глубиной до 2 км используется телесистема ЗТС-42 АП, которая является безгенераторным аналогом телесистемы ЗТС-42ЭМ и не предъявляет дополнительных требований к расходу и качеству бурового раствора.

Телесистема ЗТС-42 АП применяется в новом российском проекте - бурении параллельных, отстоящих одна от другой на 5 м, горизонтальных скважин (в том числе и с выходом на поверхность) для разработки месторождений битума в Татарстане.

Впервые в мире на территории Китая пробурена скважина с продувкой газом с использованием модифицированной телесистемы ЗТС-42-АП с электромагнитным каналом связи. Здесь использован предыдущий опыт бурения более 50 горизонтальных скважин на депрессии с использованием нефти, азрированной азотом. При этом способе бурения, по понятным причинам, не могут использоваться известные телесистемы с гидравлическим каналом связи.

Интересен опыт применения созданного во ВНИИГИС наддолотного модуля с ГК и КС для целей навигации. Эта модификация весьма перспективна, т.к. до 40% нефти остается под глинистой кровлей заводненных пластов, а бурение боковых стволов в такие нефтяные пласты требует очень точной отбивки кровли нефтяного пласта, в то время как по данным ГТИ в процессе бурения скважины кровля таких пластов отбивается не четко.

Уже год идет эксплуатация новой разработки - телесистемы с комбинированным каналом связи - ЗТС-42 КК. Пробурено около 20 наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в том числе 4 горизонтальных скважины на депрессии в Западной Сибири. Имеется положительный опыт управления траекторией скважин в солях в Пермском крае. Главной особенностью телесистемы является возможность значительного увеличения дальности относительно электромагнитного канала связи за счет его комбинирования с кабельным. Очень эффективно применение ЗТС-42 КК при бурении скважин на воздухе и на депрессии.

Телесистема ЗТС-42-КК осуществляет измерение инклинометрических параметров и ГК. Имеется возможность подключения наддолотного модуля, позволяющего производить измерения вблизи долота. Ведется разработка модулей бокового и индукционного каротажа, что позволит в дальнейшем расширить комплекс.

Для бурения долотами диаметром 95 мм (например, для реанимации боковых стволов бурением через хвостовики диаметром 114 мм, в том числе на депрессии) разработана и готова к эксплуатации миниатюрная телесистема ЗТС-30 в модификациях с электромагнитным и комбинированным каналом связи.

Для колтубинговой технологии разработана и применяется при бурении многоствольных скважин в АНК «Башнефть» забойная телесистема ЗТС-42 ННКТ с наддолотными модулями и модулем измерения положения отклонителя.

Аппаратурно-методические комплексы радиоактивного и акустического каротажа

Создан и успешно себя зарекомендовал при решении задач оценки текущей нефтенасыщенности нефтяных и нефтегазовых залежей комплекс ядерно-геофизических методов, состоящий из спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С или С/О-каротаж), импульсного нейтронного гамма-каротажа двухзондовой модификации (2ИНГК) и спектрометрического каротажа естественного гамма-излучения (СГК). Данный комплекс методов позволяет количественно оценивать коэффициент текущей нефтенасыщенности, уточнять коэффициент пористости и объемную модель породы, а также решать некоторые другие задачи. Комплекс реализуется с помощью трех видов аппаратуры ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43, ЦСП-ГК-С-90.

К настоящему времени эффективность использования комплекса ядерно-геофизических методов доказана на примере нескольких тысяч скважин на месторождениях Западной Сибири, Поволжья, Казахстана и других регионов России и Ближнего Зарубежья.

Опробованы спектрометрические модификации импульсного спектрометрического нейтронного гамма и нейтрон-нейтронного каротажа на хлор. Получены первые обнадеживающие результаты по выделению промытых пресной водой интервалов в нефтеносных пластах по низкому содержанию хлора.

Разработаны и успешно применяются технологии выделения коллекторов и определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности коллекторов и определения состава углеводородов в коллекторах методами 2ННК_r, СНГК по хлору. Для реализации технологии используется цифровая аппаратура спектрометрического радиоактивного каротажа (СПРК), осуществляющая измерения комплексом методов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа СНГК, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам 2ННК_r и интегрального НГК. Технология исследований по хлору успешно реализуется в Китае, а также на объектах ОАО «Пермь-ЛУКОЙЛ» и в Казахстане.

Задача выделения коллекторов и определения их характера насыщения тесно связана с информацией о литологии отложений и прочностными свойствами горных пород. Для решения этих задач эффективно использование широкодиапазонной модификации СНГК, позволяющей одновременно получать информацию о нейтронных свойствах горных пород, элементному составу отложений по спектру гамма-излучения радиационного захвата и плотностных свойствах по многократно рассеянному гамма-излучению. Аппаратура широкодиапазонного СНГК (СНГК-Ш) разработана во ВНИИГИС и успешно применяется на месторождениях нефти и газа, газовых хранилищах.

Преимуществом аппаратурно-методического комплекса СНГК-Ш является возможность получать информацию как в остановленных, так и в работающих газозаполненных скважинах, в том числе через НКТ, что позволяет уточнить состав и свойства горных пород в обсаженных скважинах старого фонда и в действующих газовых скважинах.

Эта информация представляет особую ценность при проведении интенсификации пластов и капитальном ремонте скважин, особенно в разрезах с пресными пластовыми водами.

Весьма перспективно применение спектрометрической модификации СНГК для оценки технического состояния скважин через НКТ, а именно для оценки состояния цементного камня за обсадной колонной, нахождения каверн и скоплений газа за колонной.

Создан ряд аппаратуры акустического каротажа для исследования открытого ствола и обсаженных скважин разного диаметра.

Аппаратура волнового акустического каротажа СПАК-6Д, предназначена для измерения кинематических и динамических параметров продольной, поперечной, Лэмба-Стоунли волн с целью определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Накоплен достаточно большой объем данных по применению длиннозондовой аппаратуры акустического каротажа СПАК-6Д, что послужило основанием для дальнейшего развития методики интерпретации результатов ВАК в комплексе с другими методами ГИС для целей выделения и изучения трещиноватых зон и нефтенасыщенности коллекторов.

Контроль технического состояния скважин

Во ВНИИГИС активно развиваются электромагнитные и акустические методы контроля технического состояния скважин. Впервые в мировой практике были созданы электромагнитные дефектоскопы, работающие в нестационарном режиме, что позволило добиться значительных преимуществ перед всеми другими приборами аналогичного назначения. Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получил малогабаритный дефектоскоп ЭМДС-ТМ-42..

Последняя модификация прибора ЭМДС-ТМ-42ТН содержит четыре зонда дефектоскопии, термометр, блок гамма-каротажа, его рабочая температура до 175 градусов, давление до 120 МПа. Данные дефектоскопии позволяют эффективно планировать капитальный ремонт скважин. Так, на двух месторождениях Ближнего Востока из 85 исследованных скважин в 9 скважинах обнаружены существенные дефекты колонн, требующие устранения при ремонте.

Разработана модификация прибора ЭМДС-ТМ-42ТР, включающая блок каверномера, размещенный в одном из центраторов. Измерения внутреннего диаметра этим блоком уточняют данные толщинометрии и идентифицируют коррозионное поражение внутренней стенки колонны.

С целью наглядного представления результатов дефектоскопии разработана новая программа обработки и визуализации, которая автоматически строит схему конструкции скважины с дефектами, муфтами и башмаками первой и второй колонн, а также схему изолиний сигнала с увеличением времени измерения.

Один из вариантов такой аппаратуры МИД-К (МИД-Газпром), разработанный ЗАО НПФ «ГИТАС» с участием специалистов ОАО НПП «ВНИИГИС», стал лауреатом премии ОАО «Газпром» и принят им на вооружение. Прибор имеет погрешность определения толщины стенки обсадной трубы через НКТ - 0,7 мм.

На стадии капитального ремонта скважин после подъема НКТ появляется возможность обследовать состояние колонны более детально и тщательно с помощью сканирующего электромагнитного дефектоскопа ЭМДС-С с прижимными башмаками внешним диаметром 102 мм и 112 мм. Дефектоскоп ЭМДС-С отмечает отверстия диаметром от 9 мм, несквозные язвы размером от 15х5 мм или от 25х3 мм, продольные и поперечные трещины длиной от 50 мм.

Совместно с китайскими специалистами ВНИИГИС разработал комплексный прибор DDS73F-EMD на основе китайского 40-рычажного профилемера и дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42. Одновременное получение данных двух различных методов каротажа повышает достоверность интерпретации, позволяет выявить отдельно дефекты на внутренней и наружной стенке, все перфорационные отверстия, интервалы смятия колонны. Прибор успешно применяется на территории Китая, в ряде стран Ближнего Востока, опробуется в Канаде.

На основе комплексных исследований скважин с использованием дефектоскопа ЭМДС-С и акустического телевизора АВК-42М разрабатывается технология детального изучения коррозионного поражения колонн на стадии капитального ремонта скважин.

Одна из последних разработок – комплексная аппаратура ТСМ-42 – предназначена для контроля технического состояния действующих скважин, в том числе и наклонно направленных.

Скважинный прибор диаметром 42 мм содержит трехэлементный акустический зонд с пьезокерамическим приемником упругих колебаний, используемым также в режиме шумомера, датчик электромагнитного дефектоскопа, модуль канала ГК, датчик температуры. Скважинный прибор снабжен рычажными центраторами. При небольшом весе прибора они эффективны и при больших углах наклона скважины. Комплексная аппаратура ТСМ-42 обеспечивает большое разнообразие решаемых задач.

Вскрытие пластов сверлением, отбор керна и опробование пластов

Были созданы и продолжают развиваться прямые методы исследования скважин. Сейчас институт располагает керноотборниками четвертого поколения СКТ-3М и СКАТ. Учитывая современные тенденции в строительстве нефтегазовых скважин, ведутся работы по созданию малогабаритного сверлящего керноотборника для исследования скважин диаметром 146-160 мм.

Сверлящий керноотборник стал основой нового типа технического средства вторичного вскрытия пласта – сверлящего перфоратора, обеспечивающего щадящее вскрытие пластов, применение которого особенно эффективно в случае маломощных пластов. Хорошо известны на производстве сверлящие перфораторы первого поколения ПС-112, ПС-112М и ПС-112/70. Успешно применяются перфораторы нового типа – ПСПП, обеспечивающие сверление более глубоких до 120 мм перфорационных каналов. В настоящее время разработана усовершенствованная модификация этого прибора ПГСП-2, позволяющая выполнить каналы глубиной до 150 мм и диаметром 20 мм. ВНИИГИС продолжает совершенствование техники и технологии вторичного вскрытия пласта сверлением. Ведутся работы по созданию малогабаритного сверлящего перфоратора для вторичного вскрытия скважин, обсаженных 114-миллиметровыми обсадными трубами.

ВНИИГИС предлагает современные технологии проведения гидродинамического каротажа, являясь основоположником и лидером в развитии этого метода.

Аппаратура последнего поколения АГИП-К и АИПД-7-10 оснащены модулем электроники и телеметрии, обеспечивающим цифровую регистрацию привязочной кривой ГК, кривых давления притока и восстановления на ПЭВМ. Разработан новый наземный пульт питания, управления и регистрации, состыкованный с системой контроля глубины «Ясон». Существенно изменена программа регистрации и обработки данных гидродинамического каротажа и опробования пластов (ГДК-ОПК) РОМ-АГИП, в которую добавлен блок метрологии, позволяющий проводить калибровки датчиков давления, температуры, канала ГК.

Аппаратура АГИП-К и АИПД-7-10 позволяют решить следующие важнейшие геологические задачи:

- выявление или подтверждение наличия пластов-коллекторов в разрезах скважин;
- измерение пластового давления и построение профиля пластового давления по разрезу;
- определение проницаемости исследуемых участков и значений их продуктивности, построения профиля проницаемости и продуктивности по разрезу и другие задачи.

В качестве примера успешного применения метода ГДК-ОПК можно привести результаты, полученные аппаратурой АИПД-7-10 в эксплуатационных и нагнетательных скважинах на месторождении Северные-Бузачи в Западном Казахстане. По данным ГДК в десятках скважин были определены значения пластового давления и коэффициента проницаемости, позволившие определить степень выработанности пластов и эффективность их вовлечения в систему поддержания пластового давления заводнением.

Полученные результаты показывают целесообразность применения метода ГДК на других эксплуатируемых нефтяных месторождениях, в первую очередь в тех, на которых ведется бурение горизонтальных скважин. Для этого в вертикальной скважине пилоте в продуктивном интервале проводится ГДК, по результатам которого строится профиль пластового давления. На этом профиле выделяются участки продуктивного интервала с пониженными значениями пластового давления, насыщенные чистой нефтью и не затронутые заводнением. Выделенные участки продуктивного интервала и будут объектами проводки в них горизонтальных стволов.

Для применения в действующих нефтяных и газовых скважинах в ОАО НПП «ВНИИГИС» разработан аппаратный ряд глубинных пробоотборников ствольных проб на каротажном кабеле серии ПГМ диаметром 36 мм и 48 мм всасывающего и проточного типов. Для работы на скребковой проволоке разработан автономный пробоотборник всасывающего типа с регистрацией давления и температуры на глубине отбора пробы в твердотельную память, что позволяет документировать процесс отбора пробы, тем самым, способствуя повышению достоверности исследований.

Имиджеры, наклонометры, ВСП и электроразведка

Большим достижением отечественной геофизики явилась разработка цифровой трехкомпонентной скважинной сейсмической аппаратуры нового поколения АМЦ-ВСП-48, осуществленная во ВНИИГИС с участием ЗАО НПФ «СейсмоСетСервис» и ЗАО НПФ «ГИТАС». Аппаратура АМЦ-ВСП-48 обеспечивает большую производительность и более высокое качество регистрации упругих колебаний по сравнению с существующими аналогами, позволяет работать со слабыми источниками колебаний в различных диапазонах частот (с различной детальностью исследований). Аппаратура используется многими отечественными геофизическими организациями, а также известной зарубежной фирмой Schlumberger.

Среди современных геофизических технологий особого внимания заслуживает метод межскважинной сейсмотомографии, основанный на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды. Во ВНИИГИС разработана технология поисков целиков и останцев нефти методом межскважинного сейсмопросвечивания. Новая технология может обеспечить геолого-промышленную оценку выявленных целиков и останцев нефти с достаточной полнотой, детальностью и высокой достоверностью решения основных поисково-промысловых задач:

- картирование целиков и останцев нефти по площади месторождения;
- подсчет извлекаемых запасов остаточной нефти из них;
- проектирование дополнительных добывающих скважин или наклонно-горизонтальных стволов с боковой разрезкой.

В последнее время при решении структурно-геологических и промыслово-геофизических задач для целей разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений начал возрастать интерес к оценке пространственной

ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве и выявлению в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов, а также к определению элементов залегания пластов. Эти задачи решаются с помощью электросканеров, в связи с чем в институте разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Для привязки данных, зарегистрированных сканером, к пространственным координатам в его состав включен инклинометр.

В настоящее время в Китае в провинции Сычуань проводятся работы по определению элементов залегания пластов и интервалов трещиноватости с применением электрического сканера, разработанного во ВНИИГИС. Проведены исследования на 5 скважинах, позволившие выявить перспективные интервалы.

Успешно завершена разработка метода индукционной пластово-трещинной наклонометрии (ИПТН), который является новым геофизическим методом, позволяющим определить элементы залегания (углов наклона и азимутов падения) пластов и трещин в разрезах разведочных и промысловых скважин. Усовершенствованная модификация индукционного наклонометра НИПТ-1 прошла испытания в скважинах Оренбургской области и Пермского края.

Комплексирование сканирующих модификаций с методом сейсмического профилирования (ВСП) позволяет более достоверно строить объемные 3D-модели геологического разреза нефтегазовых месторождений и выделять в нем трещинные зоны, а в комплексе с ГИС и трещинные коллектора

Во ВНИИГИС проводились работы по применению индукционных и гальванических электроразведочных методов для выявления нефтяных залежей, в результате чего установлена поляризуемость нефтяных залежей в карбонатных коллекторах. Моделированием в лабораторных условиях и непосредственно полевыми наблюдениями совмещенными индукционными установками ЗСБ выявлено наличие поляризуемости нефтяных залежей и в терригенных разрезах. Комбинация методов электроразведки эффективно используется для детального расчленения и выделения поляризуемых интервалов в осадочном чехле и до фундамента (глубиной 2-2,5 км). Проведенные работы показали перспективность комплексного использования параметров поляризуемости и электропроводности для выявления нефтенасыщенных ловушек, в том числе и выделенных сейсморазведкой, и ускорения поиска небольших залежей нефти.

Практически по всем упомянутым направлениям ВНИИГИС вел или ведет работы с подразделениями ОАО «Татнефть» и «ТНГ-Групп».

УСТОЙЧИВОСТЬ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ К ОСАЖДЕНИЮ АСФАЛЬТЕНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ СОВМЕСТНО С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

**Л.М. Петрова, Н.А. Аббакумова, Д.Н. Борисов, Т.Р. Фосс, М.Р. Якубов,
Г.В. Романов, И.М. Зайдуллин¹**

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, г. Казань

¹Казанский государственный технологический университет

Опытно-промысловые испытания методов и технологий, основанных на применении растворителей (пропан-бутан или газовый бензин), позволили зафиксировать высокие значения коэффициента извлечения порядка 60% при разработке месторождений природных битумов в Канаде. Однако при этом был выявлен ряд проблем, одной из которых является интенсивное образование асфальтено-смолистых отложений в смесях с парафиновыми растворителями. Выпадение асфальтенов вследствие снижения устойчивости нефтяной дисперсной системы значительно уменьшает проницаемость пласта вплоть до полного блокирования и остановки продуктивных скважин.

По результатам физического моделирования процесса паротеплового воздействия совместно с углеводородными растворителями на примере тяжелых нефтей Ашальчинского (Аш) и Мордово-Кармалевского (М-К) месторождений сделан вывод об увеличении эффективности его воздействия [1]. При введении растворителя изменения в равновесном состоянии нефтяной дисперсной системы тяжелых нефтей Аш и М-К могут привести к потере фазовой устойчивости, сопровождающейся выпадением асфальтенов и образованием отложений асфальтенов. Однако проблема осаждения/отложения асфальтенов для них не изучена. Поэтому в настоящей работе исследована склонность двух образцов тяжелых нефтей Аш и М-К месторождений к осаждению асфальтенов наблюдениями под микроскопом в зависимости от количества добавленного парафинового углеводорода. Наблюдаемые отличия сопоставлены с содержанием в нефти компонентов на основе SARA-анализа, со строением отдельных компонентов по данным ИК спектроскопии, с составом углеводородов, полученных высокотемпературной газо-жидкостной хроматографией, и со стабильностью асфальтенов к осаждению на основе изменения оптической плотности их растворов в толуоле при добавлении *n*-гептана во времени с использованием фотоколориметрии.

Обсуждение результатов

SARA-анализ тяжелых нефтей

В таблице 1 приведены физико-химические свойства образцов нефтей Аш и М-К и содержание в них компонентов. По плотности в соответствии с [2] их можно отнести к тяжелым нефтям с высокой вязкостью. Содержание компонентов оценено с использованием SARA-анализа, определено содержание насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Тяжелые нефти отличаются по содержанию углеводородов. В нефти М-К содержится меньше насыщенных углеводородов, но больше ароматических углеводородов, чем в нефти Аш. Содержание смол в этих нефтях близкое, а асфальтенов практически одинаковое.

Таблица 1

Свойства и состав тяжелых нефтей Татарстана		
Показатель	Аш	М-К
Физические свойства при 20 °С		
плотность (г/см ³)	0,9540	0,9487
вязкость (сСт)	3083	879
Содержание компонентов (мас.%)		
насыщенные углеводороды	50,0	38,9
ароматические углеводороды	36,8	45,5
смолы	8,6	10,8
асфальтены	4,6	4,8
смолы/асфальтены	1,87	2,25

Данные SARA-анализа используются для расчета фазовой устойчивости нефтей к осаждению асфальтенов по формуле [3]:

$$\Phi = \frac{\text{ароматические углеводороды} + \text{смолы}}{\text{насыщенные углеводороды} + \text{асфальтены}}$$

Фазовая устойчивость нефти М-К выше по сравнению с нефтью Аш - 1,30 и 0,83, соответственно. В ряде публикаций [4, 5] отмечается, что тенденция к осаждению асфальтенов зависит от соотношения содержания в нефтях смол и асфальтенов. По этому соотношению устойчивость тяжелой нефти М-К также выше (табл. 1).

Состав алкановых углеводородов

Устойчивость нефтей зависит не только от содержания компонентов, но и от их структурных особенностей. Дисперсная фаза коллоидной системы нефти по одним данным [6, 7] состоит из асфальтенов и смол. По другим данным [8] она представлена асфальтенами, а в состав дисперсионной среды входят смолы и различные низкомолекулярные алкановые, нафтеновые, ароматические углеводороды и углеводороды гибридного строения. Анализ тяжелых нефтей Аш и М-К газожидкостной хроматографией показал, что в составе углеводородов в основном присутствуют нафтеновые углеводороды, а алкановые углеводороды содержатся в незначительном количестве. В тяжелой нефти М-К содержание *n*-алканов относительно нафтоароматических углеводородов ниже, чем в нефти Аш (ниже значения коэффициента *n*ф) (таблица 2). Более высокая лиофильность дисперсионной среды к дисперсной фазе у тяжелой нефти М-К по сравнению с тяжелой нефтью Аш должна способствовать ее устойчивости.

Таблица 2

Газохроматографические коэффициенты*						
Нефть	П/Ф	Ki	B	D	ΣiП/ΣнП	nф
Аш	0,74	1,61	0,94	2,67	0,63	3,31
М-К	0,73	3,70	1,26	1,63	1,05	1,05

* $P/F = iC_{19}/iC_{20}$, $K_i = i(C_{19}-C_{20})/n(C_{17}-C_{18})$, $B = i(C_{14}-C_{18})/i(C_{19}-C_{20})$, $D = n(C_{12}-C_{20})/n(C_{21}-C_{35})$, $\Sigma iП/\Sigma нП = i(C_{14}-C_{20})/n(C_{12}-C_{35})$, $nф = n(C_{17}-C_{18})/h$ (*h* – высота фоновой линии под пиками $nC_{17}C_{18}$).

Строение компонентов

Авторами [9] сделано заключение, что размер, ароматичность и, соответственно, молекулярная масса асфальтеновых молекул являются важнейшими факторами, определяющими стабильность асфальтенов. Выделенная ими из асфальтенов фракция с самой высокой ароматичностью показала наиболее высокую склонность к флокуляции. Для оценки ароматичности асфальтенов нами использовано отношение оптических плотностей п.п. 1600 см⁻¹ ароматических С=С-связей и п.п. 1460 см⁻¹ алифатических С-Н-связей по данным ИК спектроскопии. Особенностью строения асфальтенов М-К является низкая ароматичность полициклического ароматического ядра по сравнению с асфальтенами Аш 0,39 и 0,52, соответственно.

Содержание структурных групп в средней молекуле компонентов рассчитано в виде отношения значений оптической плотности в максимуме характеристичной полосы поглощения и реперной полосы поглощения 1600 см⁻¹, характерной для колебаний ароматических C=C-связей. В соответствии с данными таблицы 3, содержание алифатических цепей выше у асфальтенов М-К по сравнению с асфальтенами Аш. В публикациях [10, 11] установлено, что боковые алифатические цепи в ароматических кольцах повышают стабильность агрегатов асфальтенов, так как после удаления алифатических боковых цепей агрегативная структура асфальтенов легче разлагается при нагревании. Вероятно, приведенная особенность строения компонентов тяжелой нефти М-К наряду с содержанием компонентов вносят определенный вклад в повышенную устойчивость тяжелой нефти М-К по сравнению с тяжелой нефтью Аш.

Таблица 3

Содержание структурных групп в компонентах нефтей						
Компонент	Содержание структурных групп, о.е.					
	CH ₂ +CH ₃	CH ₃ /CH ₂	SO	CO (амиды)	CO (кислоты)	CO (эфиры)
Аш						
Насыщенные углеводороды	9,0	5,8	-	-	-	-
Ароматические углеводороды	3,3	5,1	0,6	-	-	-
Смолы	1,5	7,6	0,6	1,0	0,2	2,8
Асфальтены	1,8	8,0	0,4	0,8	0,2	-
М-К						
Насыщенные углеводороды	14,3	4,37	-	-	-	-
Ароматические углеводороды	5,1	2,27	1,6	-	-	-
Смолы	2,2	6,0	1,2	1,1	2,8	2,8
Асфальтены	2,3	6,1	0,7	0,7	-	-

Стабильность асфальтенов

Для каждого образца асфальтенов Аш и М-К определена точка начала флоккуляции, которая характеризует стабильность асфальтенов. После добавления к основному раствору асфальтенов в толуоле осадителя *n*-гептана в разном соотношении к толуолу проводилась фиксация изменения оптической плотности методом спектрофотометрии в течение 24 часов. На начальном этапе после добавления осадителя (рис. 1) наблюдается структурная перестройка системы, которая заключается в флоккуляции асфальтенов. Флоккуляция асфальтенов регистрируется по увеличению оптической плотности, вызванному повышением вклада в поглощение света растущими частицами.

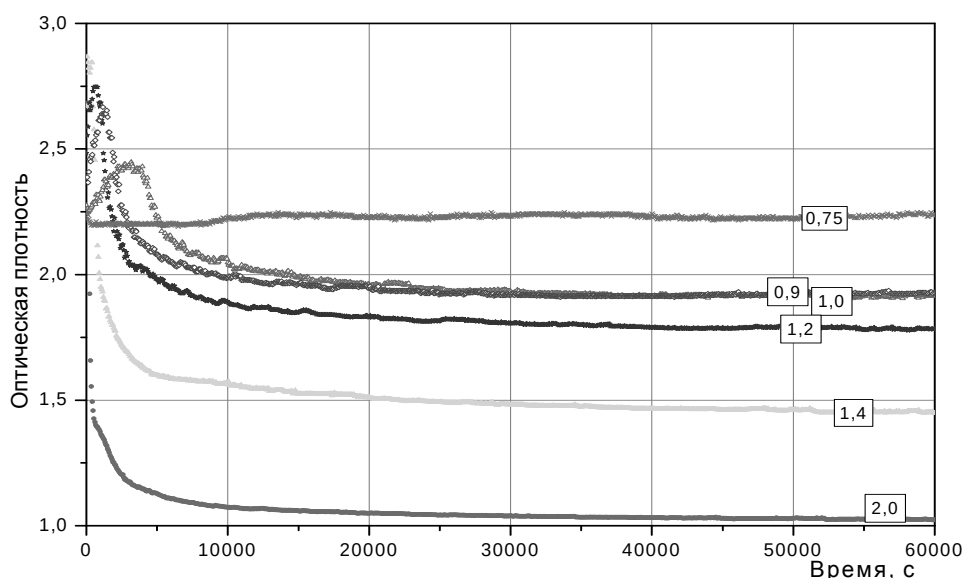


Рис. 1. Изменение оптической плотности растворов асфальтенов тяжелой нефти Аш во времени в зависимости от соотношения осадитель/растворитель (исходная концентрация асфальтенов в толуоле 0,2 мас.%).

После завершения флоккуляции наблюдается выпадение частиц асфальтенов, как это можно видеть по уменьшению оптической плотности раствора асфальтенов в зависимости от времени. Судя по семейству кривых, флоккуляция и последующее осаждение асфальтенов наступает быстро при большом количестве *n*-гептана, с уменьшением же его количества процесс флоккуляции замедляется. Наконец при определенном соотношении осадитель/растворитель флоккуляция и осаждение асфальтенов не наблюдается, как это можно видеть по отсутствию изменения оптической плотности во времени. Минимальное соотношение *n*-гептана и толуола, при котором начинают флоккулировать асфальтены, т.е. пороговая концентрация осадителя для асфальтенов Аш равна 0,8, а для асфальтенов М-К – 1,2.

Более высокая стабильность асфальтенов М-К подтверждается динамикой изменения оптической плотности растворов асфальтенов в толуоле с исходной концентрацией (0,2 мас.%) при добавлении к ним одинакового количества осадителя *n*-гептана (соотношении толуол/*n*-гептан 1:1,5) (рис. 2). Наблюдаемое более резкое увеличение видимого поглощения и последующее его снижение, регистрируемое во времени для раствора асфальтенов Аш, свидетельствует о более быстром их агрегировании и выпадении из раствора по сравнению с асфальтенами М-К (рис. 2).

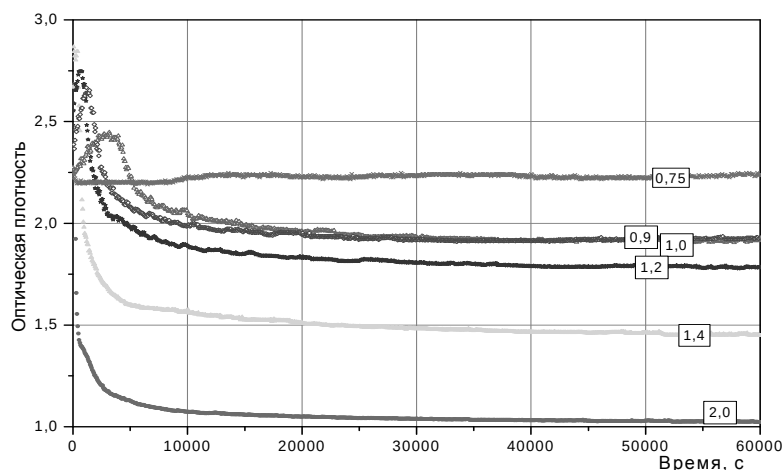


Рис. 2. Динамика изменения оптической плотности растворов асфальтенов тяжелых нефтей Аш и М-К в толуоле во времени при добавлении *n*-гептана в соотношении толуол/гептан 1:1,5.

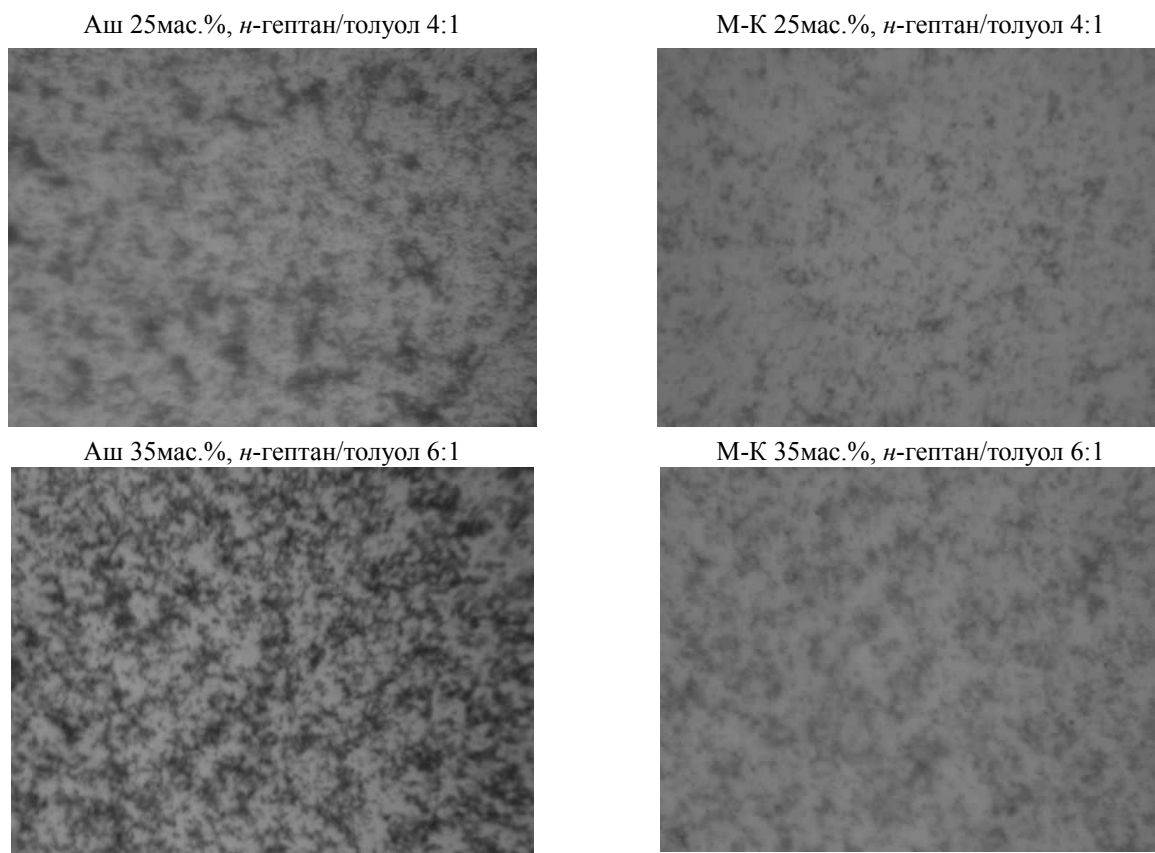


Рис. 3. Микрофотографии осадившихся асфальтенов из раствора нефтей Аш и М-К с концентрацией в толуоле 25 мас.% и 35 мас.% после добавления *n*-гептана в соотношении *n*-гептан/толуол 4:1 и 6:1, соответственно.

Наблюдение осаждения асфальтенов из тяжелых нефтей под микроскопом

Интенсивность осаждения асфальтеновых частиц из растворов тяжелых нефтей Аш и М-К в толуоле наблюдали под микроскопом непосредственно после добавления *n*-гептана, помещая образец тяжелой нефти в гептоле в кювету. Независимо от соотношения осадитель/растворитель (25 мас.% тяжелой нефти в толуоле при объемном соотношении *n*-гептан/толуол 4:1 и *n*-гептан/толуол 6:1) при прочих равных условиях (время анализа, толщина слоя образца), интенсивность осаждения асфальтенов из нефти Аш выше чем из нефти М-К (рис. 3). При этом низкая контрастность микрофотографий тяжелой нефти М-К связана не только с меньшим количеством выпавших частиц асфальтенов, но и с более окрашенным фоном, за счет присутствующих в растворе невыпавших асфальтенов.

Заключение

Тестирование устойчивости двух тяжелых нефтей Аш и М-К к осаждению асфальтенов проведено на основе трех различных подходов:

- изучение компонентного состава нефтей и строения компонентов,
- определение стабильности асфальтенов,
- оценка устойчивости тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов.

Полученные результаты свидетельствуют о более высокой устойчивости тяжелой нефти М-К к образованию отложений асфальтенов.

Устойчивость тяжелой нефти М-К, рассчитанная по данным SARA-анализа, выше чем устойчивость тяжелой нефти Аш. Повышенная устойчивость тяжелой нефти М-К обусловлена высоким содержанием ароматических углеводородов и низким – насыщенными углеводородов. Кинетические исследования с помощью фотоколориметрии показали, что асфальтены М-К медленнее флокулируют и выпадают из раствора в толуоле при добавлении *n*-гептана по сравнению с асфальтенами Аш. Визуальные наблюдения под микроскопом показали, что интенсивность осаждения асфальтенов из тяжелой нефти М-К при добавлении *n*-гептана ниже чем из тяжелой нефти Аш. Таким образом, перспектива использования паротеплового воздействия на пласт совместно с углеводородными растворителями выше на месторождении М-К по сравнению с месторождением Аш.

Литература

1. Рахимова Ш.Г. Физическое моделирование процесса паротеплового воздействия совместно с растворителями // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №9. – С. 31–33.
2. <http://www.scribd.com/doc/32619003/Classification-of-Crude-Oil>.
3. Hong E., Watkinson P. A Study of Asphaltene Solubility and Precipitation // Fuel 2004. - № 83. -P.1881-1887
4. Carnahan N.F., Salager J.-L., Antón R., Da'vila A. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels. – 1999. – №13. – P. 309–314.
5. Khvostichenko D.S., Andersen S.I. Electrodeposition of Asphaltenes. 2. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels. – 2010. – № 24. – P. 2327–2336.
6. Wattana P., Fogler H.S., Yen A., Garcí'a M.C., Carbognani L. Characterization of Polarity-Based Asphaltene Subfractions // Energy & Fuels. –2005. –№19. – P.101–110.
7. Rogel E., Leon O., Espidel Y., Gonzalez Y., Metropolitana U. //Asphaltene Stability in Crude Oils // SPE Production & Facilities. – 2001. – V 16. – №2. – P. 84-88.
8. Garcia MC., Henriquez M. Asphaltene Deposition Prediction and Control in a Venezuelan North Monagas Oil Field// International Symposium on Oilfield Chemistry, 5-7 February 2003, Houston, Texas.
9. F. Trejoa, G. Centenoa,c, J. Ancheytaa Precipitation, fractionation and characterization of asphaltenes from heavy and light crude oils // Fuel. – 2004. – № 83. – P. 2169–2175.
10. Östlund J.-A., Wattana P., Nydén M., Fogler H.S. Characterization of fractionated asphaltenes by UV–vis and NMR self-diffusion spectroscopy // Journal of Colloid and Interface Science 271 (2004) 372–380.
11. Takanohashi T., Sato S., Saito I., Tanaka R. Molecular Dynamics Simulation of the Heat-Induced Relaxation of Asphaltene Aggregates // Energy & Fuels. –2003. –№ 17. – P. 135–139.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПИЛЛЯРНОГО ВПИТЫВАНИЯ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ КОЛЛЕКТОРАМИ, НАСЫЩЕННЫМИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Ю. В. Прошина, В. С. Золотухина

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

Преимущественная выработка запасов маловязких нефтей в высокопроницаемых поровых коллекторах приводит к смещению структуры остаточных запасов в сторону трудноизвлекаемых и в будущем придется иметь дело с

запасами следующих категорий: маловязкие нефти в водонефтяных зонах; маловязкие нефти в низкопроницаемых коллекторах; средневязкие нефти в карбонатных коллекторах; высоковязкие нефти. Предполагается, что при выработке трудноизвлекаемых запасов нефти трех последних категорий весьма действенным окажется использование поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Как известно, в слоисто-неоднородных по проницаемости гидрофильных или промежуточной смачиваемости пластах с проницаемыми границами раздела между прослоями (пропластками) большую роль играет противоточная капиллярная пропитка – процесс самопроизвольного вытеснения жидкости или газа из пористой среды другой несмешивающейся жидкостью под действием капиллярных сил. Капиллярная пропитка пласта обеспечивает извлечение нефти из нефтенасыщенных целиков, линз, пропластков и других микро- и макроскоплений нефти, обойденных вытесняющей водой.

На основании ранее проведенных исследований [1] были сделаны выводы о том, что растворы, содержащие ПАВ даже в «гомеопатических» концентрациях, оказывают положительное действие на процессы нефтеизвлечения применительно к девонской нефти. В лабораторных условиях были проведены исследования свойств низкоконцентрированных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) – поверхностная активность в водах разной минерализации и с разной величиной водородного показателя pH; противоточная капиллярная пропитка; нефтевытесняющая способность – и их влияние на элементарные акты вытеснения. Исследования проводили на образцах терригенных коллекторов, насыщенных бобриковской нефтью (плотностью 865 кг/м³); вытеснение осуществлялось растворами НПАВ, содержание которого варьировалось от 0,0001 до 0,05 % вес. Для приготовления растворов ПАВ использовалась дистиллированная вода, водородные показатели которой равнялись 2, 6÷7 и 12. При этом выявлено, что введение в вытесняющую нефть воду даже незначительных количеств НПАВ (0,0001–0,005 % вес.) приводит к увеличению отмыва нефти. Так, при введении НПАВ в воду, используемую для вытеснения нефти, в количествах 0,0001–0,001 % вес., происходит увеличение коэффициента вытеснения нефти в 1,14–3,49 раза. Различие в эффекте применения ПАВ зависит от характера воды, используемой в качестве растворителя ПАВ. Максимальный эффект применения НПАВ наблюдается при использовании воды с нейтральным pH, а минимальный – в сильнощелочных водах (при pH=12). Дальнейшее увеличение содержания ПАВ до 0,005 % приводит к более значительному увеличению коэффициента вытеснения нефти – он возрастает уже в 2,64–6,62 раза.

Был проведен [1] ряд опытов, в которых в качестве вытесняющей нефть среды использовались вода и растворы НПАВ типа Неонол АФ₉-12 следующих концентраций: 0,001%; 0,01 % и 0,1 % вес. (табл. 1). Для приготовления растворов ПАВ и в качестве вытесняющего нефть агента использовалась пресная вода. С каждым вытесняющим агентом было проведено по пять экспериментов, продолжительность которых составляла не менее 60 суток. Анализ полученных результатов позволяет сформулировать следующие выводы. Капиллярная пропитка улучшается в присутствии НПАВ типа АФ₉-12, начиная с 0,01 %-го содержания его в воде. На конец эксперимента (через 60 суток экспозиции) прирост коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) за счет капиллярной пропитки составил в среднем 14,1 % (в этих условиях проведения эксперимента).

Таблица 1

Результаты капиллярного вытеснения нефти водой и растворами АФ₉-12

Вытесняющий нефть агент	Коэффициент вытеснения нефти, %					
	5 суток	10 суток	20 суток	30 суток	40 суток	60 суток
Пресная вода	26,0	37,7	51,0	57,1	60,8	71,0
0,001 % АФ ₉ -12	29,3	32,7	44,8	49,2	57,3	70,4
0,01 % АФ ₉ -12	60,7	68,5	74,8	78,5	80,3	85,1
0,1 % АФ ₉ -12	52,9	55,6	65,1	67,2	69,9	76,9

Обширные и многолетние промысловые испытания показали заметное положительное влияние добавок к закачиваемой воде неионогенных ПАВ типа АФ₉-12 на увеличение нефтеотдачи пластов. При этом в качестве вытесняющего агента использовался 0,05 %-ный водный раствор ПАВ в виде оторочки объемом, равным примерно одному объему пор. В 70–80-х годах прошлого столетия определяющую роль играло применение технологий увеличения вытесняющей способности воды на начальной и ранней стадии разработки залежей за счет закачки поверхностно активных веществ (по состоянию на 01.01.2010 г. дополнительная добыча нефти за счет 675 мероприятий составила 3029 тыс. т). Однако с изменением экономических условий хозяйствования в 90-х годах применение таких технологий прекратилось из-за дороговизны покупных реагентов.

Предметом настоящего исследования являлось капиллярное впитывание в коллекторы, содержащие высоковязкие нефти.

На территории Татарстана выявлено более 450 залежей высоковязких нефтей; запасы Мордово-Кармальского (4 Па·с) и Ашальчинского месторождений (13 Па·с) разрабатываются.

Проведены экспериментальные исследования капиллярного вытеснения высоковязкой нефти Мордово-Кармальского месторождения водой и растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ)

различной концентрации при комнатной температуре (20–22 °С). Вытеснение нефти проводилось и растворами НПАВ – водорастворимого АФ₉-12 и маслорастворимого АФ₉-6 с концентрациями 0,05–0,2 % по массе, приготовленными на этой воде. В качестве пористой среды использовался кварцевый песок (фракция 0,063–0,315 мм), который насыщался высоковязкой нефтью Мордово-Кармальского месторождения с плотностью 955 кг/м³. В пористой среде моделировалась «связанная» вода плотностью 1000,7 кг/м³, количество которой составляло 2,8-3,0 % и 19,0-19,7 % от объема пор. Пробирки помещались на одни сутки в темное место для достижения адсорбционного равновесия, после чего пористая среда заливалась водой или растворами НПАВ, взятыми в количестве 10 см³.

В процессе пропитки пористой среды водными растворами вытесняемая нефть собиралась в виде довольно крупных сфер, всплывающих на поверхность водной фазы (рис. 1).

Продолжительность экспериментов составляла 30–45 суток. Было проведено по пять параллельных определений для каждого типа вытесняющего агента. Для определения количества вытесняемой нефти применялся метод фотоколориметрии [3]. Всплывающая на поверхность нефть растворялась в растворителе (толуол, температура кипения 110,5 °С), который наливался в эти же пробирки. По оптической плотности раствора нефти в толуоле и коэффициенту светопоглощения исходной нефти определялось количество отмытой нефти по следующей формуле:

$$K_{\text{выт}} = D \cdot V \cdot 100 / 0,4343 \cdot l \cdot v \cdot K_a, \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения, %; D – оптическая плотность раствора нефти в толуоле; V – количество используемого растворителя, см³; l – толщина рабочего слоя кюветы, см; v – количество исходной нефти в пористой среде, см³; K_a – коэффициент светопоглощения исходной нефти в пористой среде, см⁻¹; 0,4343 – переводной коэффициент.

На рис. 2 приведена зависимость коэффициента вытеснения нефти из пористой среды, с содержанием связанной воды 19 % мас., от времени проведения эксперимента (впитывание воды и растворов НПАВ разной концентрации). Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки растворами НПАВ типа АФ₉-12 различной концентрации относительно воды составил 11,9–14,8 %, причем практически прекратился со второй недели эксперимента. Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки растворами НПАВ типа АФ₉-6 различной концентрации относительно воды составил 54,1–58,7 %, причем продолжался в течение всего эксперимента (30 суток). Как видно из графика, увеличение концентрации НПАВ в два раза не привело к существенному росту количества нефти, вытесненной за счет противоточной капиллярной пропитки. Отметим, что после восьми суток проведения опытов произошло снижение темпов вытеснения нефти раствором АФ₉-6 с большей концентрацией. Относительный прирост коэффициента вытеснения нефти растворами АФ₉-6 выше чем растворами АФ₉-12, что дает основание полагать более целесообразным использование растворов АФ₉-6 для вытеснения тяжелых нефтей Мордово-Кармальского месторождения.

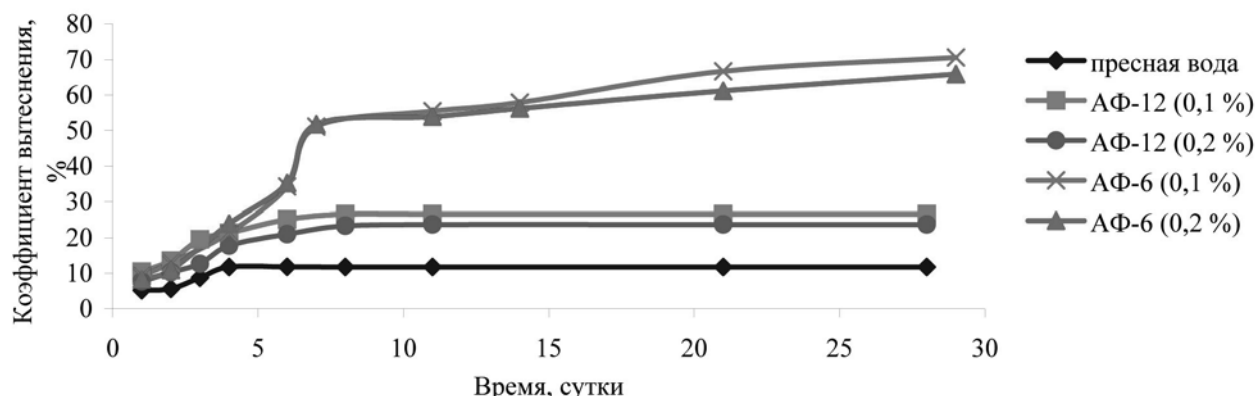


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от времени за счет капиллярной пропитки растворами АФ₉-12, АФ₉-6 и водой пористой среды, насыщенной Мордово-Кармальской нефтью.

Установлено также, что на эффективность противоточной капиллярной пропитки влияет количество связанной воды, присутствующей в пористой среде. В течение первых двух недель эксперимента скорость впитывания воды в пористую среду с содержанием связанной воды 19 % мас. гораздо выше чем скорость впитывания воды в среду, содержащую 3 % мас. связанной воды. Это объясняется тем, что первая пористая среда более гидрофилизирована и поэтому вода по поверхности каналов легко внедряется в нефтенасыщенную зону, а по центральной их части нефть

движется во встречном направлении (рис. 3). Во второй части эксперимента картина меняется на противоположную. Видимо, по мере вытеснения нефти из более нефтенасыщенной породы за счет капиллярной пропитки порода становится более гидрофильной и скорость впитывания воды в нее возрастает.

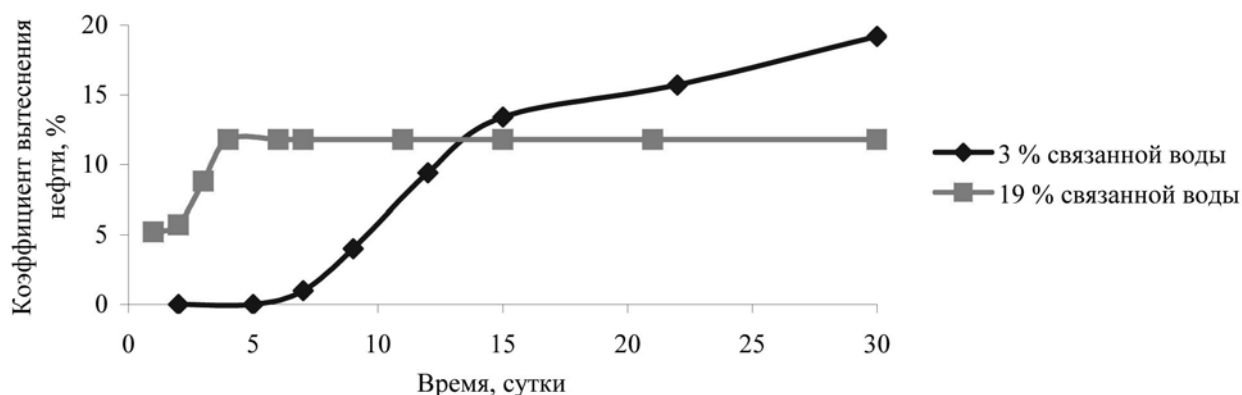


Рис. 3. Динамика пропитки слабоминерализованной водой пористой среды, насыщенной Мордово-Кармальской нефтью, содержащей разное количество связанной воды.

Исследовалось также влияние температуры проведения экспериментов и степени водонасыщенности коллектора к началу капиллярного впитывания с использованием высоковязких нефтей Ашальчинского месторождения. Противоточная капиллярная пропитка осуществлялась пресной водой (минерализация 5 г/л) и водными растворами НПАВ (концентрация массовой доли 0,1 %) из нефтенасыщенных и нефтеводонасыщенных пористых сред при разных температурных режимах. При этом температура проведения экспериментов менялась от комнатной (20–22 °С) до 80 °С.

При комнатной температуре высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения не вытеснялась из пористой среды под действием капиллярных сил ни пресной водой, ни растворами НПАВ АФ₉-12 и АФ₉-6. По-видимому, это связано с адсорбцией активных компонентов нефти на поверхности пористой среды, которая с ростом температуры уменьшается. При температуре 80 °С (рис. 4) пресная вода активнее впитывается в нефтеводонасыщенную пористую среду с содержанием связанной воды 8,3 % мас., чем в нефтенасыщенную среду в течение 30 суток, а после процесс замедляется.

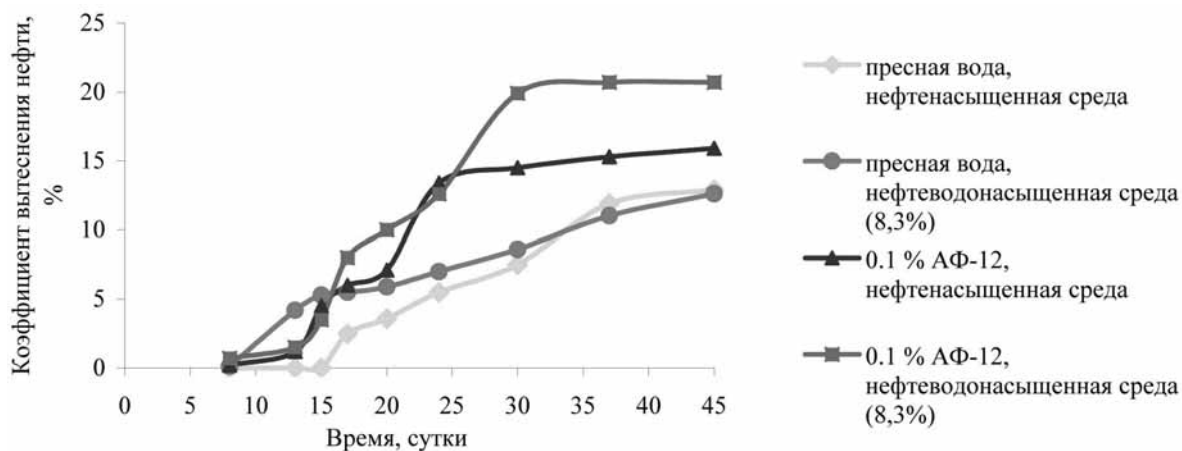


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения Ашальчинской нефти от типа вытесняющего агента и водонасыщенности пористой среды при температуре 80 °С

При температуре 80 °С Ашальчинская нефть не вытесняется из пористой среды за счет капиллярной пропитки раствором АФ₉-6 (рис. 5). Это объясняется тем, что температура помутнения растворов НПАВ АФ₉-6 около 50 °С. При температуре 80 °С указанный НПАВ выпадает в осадок и закупоривает поровые каналы и поэтому не происходит противоточного движения нефти и воды.

Такая же картина наблюдается и при термокапиллярной пропитке пористой среды, насыщенной нефтью Ашальчинского месторождения раствором АФ₉-12. Коэффициент вытеснения нефти за счет термокапиллярной пропитки раствором АФ₉-12 из гидрофилизированного пласта выше на 5,4 % к концу 30 суток (рис. 6).

Эффективность капиллярного вытеснения высоковязкой нефти раствором НПАВ АФ₉-12 по сравнению с пресной водой выше и в нефтенасыщенной пористой среде, и в пористой среде, содержащей связанную воду (рис. 7). Прирост коэффициента вытеснения нефти из нефтеводонасыщенной (содержание воды 8,3 %) среды раствором НПАВ относительно пресной воды к концу 45 суток равен 8,1 %, а из нефтенасыщенной среды – 3 %.

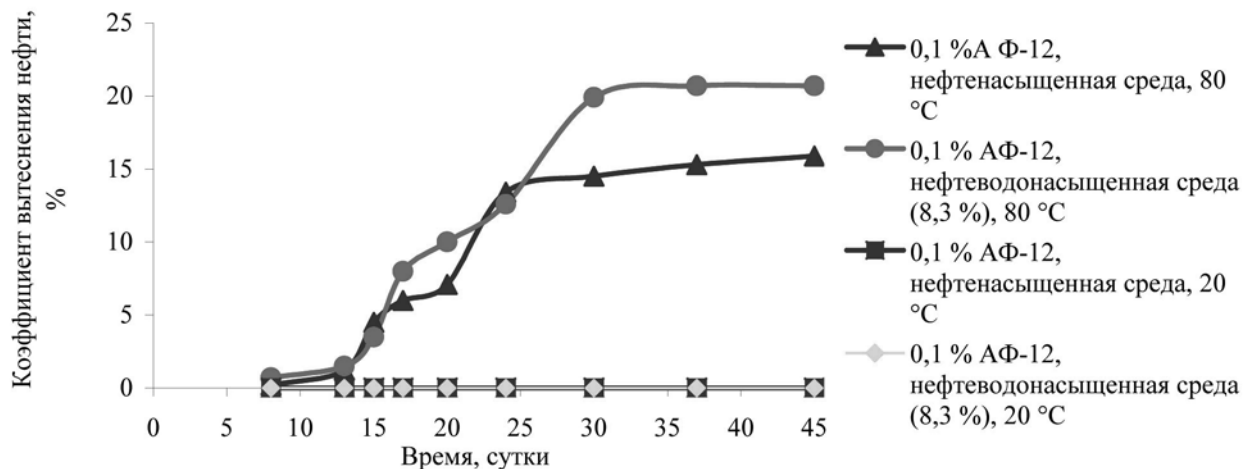


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения нефти Ашальчинского месторождения от типа вытесняющего агента и водонасыщенности пористой среды при температурах 80 °C и 20 °C .

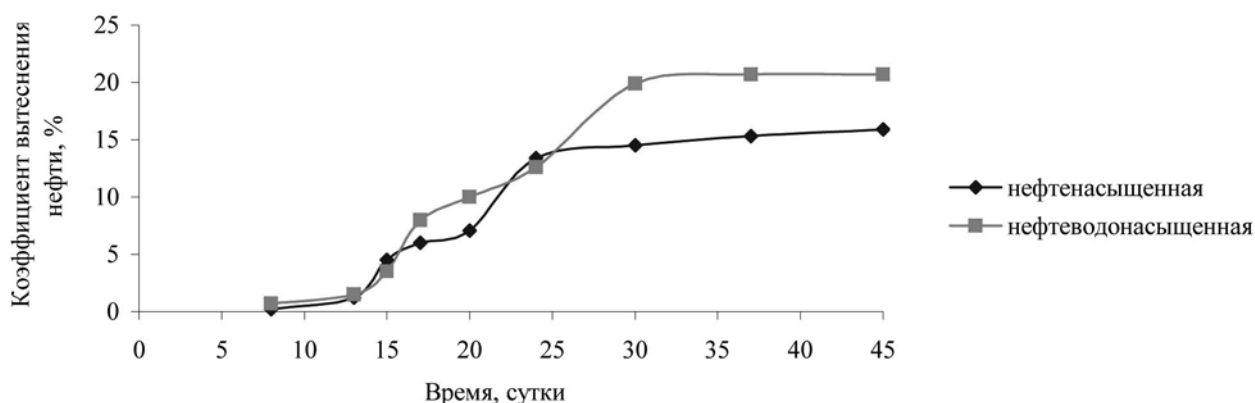


Рис. 6. Влияние содержания связанной воды на эффективность капиллярной пропитки раствором 0,1 % АФ₉-12 (Ашальчинское месторождение).

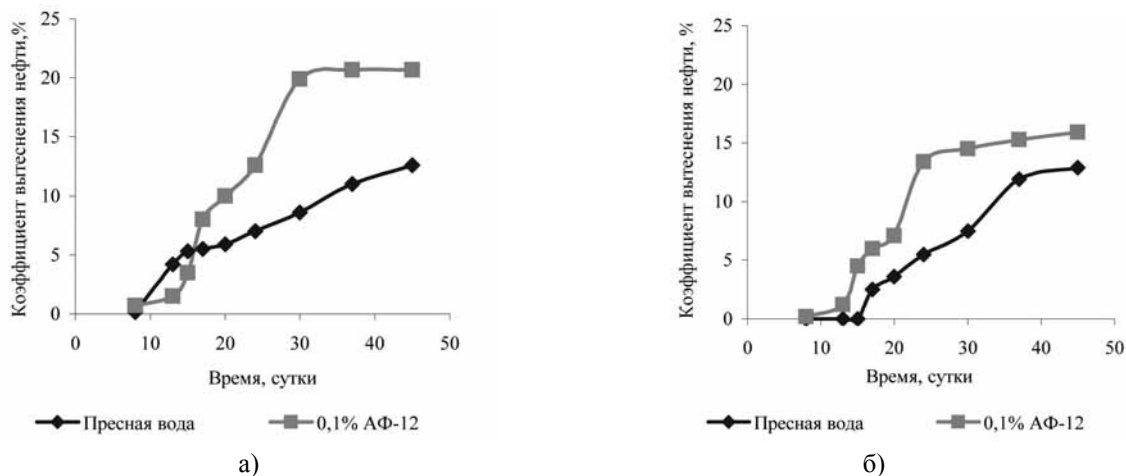


Рис. 7. Эффективность капиллярной пропитки нефтеводонасыщенной (а) и нефтенасыщенной (б) пористой породы пресной водой и 0,1 % раствором АФ₉-12 (Ашальчинское месторождение).

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. Вытеснение высоковязких нефтей за счет противоточной капиллярной пропитки пресной водой происходит эффективнее из более водонасыщенных пористых сред.
2. Добавка в вытесняющую воду неионогенных поверхностно-активных веществ АФ₉-12 и АФ₉-6 ведет к существенному увеличению коэффициента вытеснения высоковязкой нефти (прирост для Мордово-Кармальной нефти составил от 11,9 % до 58,7 % в зависимости от типа НПАВ и наличия связанной воды, для более вязкой Ашальчинской нефти – от 3 % до 8,1 %).

3. С увеличением температуры проведения эксперимента от 20 °С до 80 °С наблюдается увеличение притока нефти при капиллярном вытеснении водой на 15,8 % и раствором АФ₉-12 – от 15,6 % до 20,7 %.

4. Более эффективным НПАВ для капиллярного вытеснения нефти Мордово-Кармальского месторождения является АФ₉-6 (прирост коэффициента вытеснения нефти АФ₉-6 составил 54,1–58,7 %, АФ₉-12 – 11,9–14,8 %) при комнатной температуре; для вытеснения более вязкой нефти Ашальчинского месторождения – АФ₉-12, причем при комнатной температуре нефть не вытесняется из пористой среды под действием капиллярных сил ни пресной водой, ни растворами НПАВ АФ₉-12 и АФ₉-6; а при температуре 80 °С не работает АФ₉-6.

Литература

1. Уваров, С.Г., Глумов, И.Ф., Слесарева, В.В. и др. [Текст] / С.Г.Уваров// Разработка новых методов стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи на основе использования неионогенных ПАВ (НПАВ) АО «Нижнекамскнефтехим»: отчет. – Бугульма: ТатНИПИнефть 2000. – 83 с.

2. Хисамов, Р.С. Опыт ОАО «Татнефть» в добыче высоковязких битуминозных нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов : Материалы Международной научно-практической конференции 04-06 сентября. – Казань, 2007. – С. 17–21.

3. Глумов, И.Ф., Гильманшин, А.Ф. Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геолого-промысловых задач [Текст] / И.Ф. Глумов, А.Ф. Гильманшин. – Бугульма: ТатНИИ, – 1965. – 37 с.

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕНЗИНА ВИСБРЕКИНГА ОАО «ТАНЕКО»

Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, В.В. Шестернин, С.И. Ибатуллина

ТатНИПИнефть

По мере выхода мировой экономики из финансово-экономического кризиса и возобновления спроса на нефть, наметилась тенденция роста цен на нефть. Все большее влияние на рост мировых цен на нефть будет оказывать постепенное истощение запасов обычных нефтей. Высокие цены на нефть будут способствовать увеличению добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья, таких как высоковязкие нефти, битумы и горючие сланцы.

В Республике Татарстан также одним из приоритетных направлений является вовлечение в разработку запасов высоковязких нефтей (ВВН).

Эти запасы сосредоточены на сравнительно небольшой глубине, порядка 70–350 м. В настоящее время ведется разработка высоковязкой нефти в основном на двух месторождениях: Мордовско-Кармальском и Ашальчинском. При этом используются новые высокоэффективные системы разработки с применением вертикальных и горизонтальных скважин. На сегодняшний день с использованием технологии парогравитационного дренажа на горизонтальных двуххвостевых скважинах добыто около 50 тыс. тонн высоковязкой нефти.

Для повышения эффективности технологии паротеплового воздействия необходимо сократить затраты на производство пара, что можно сделать путем снижения объемов закачиваемого пара. С этой целью для решения поставленной задачи предлагается совместное применение теплового воздействия и углеводородных растворителей. На первом этапе осуществляется разогрев пласта закачкой теплоносителя, в качестве которого используют водяной пар, при этом нефть размягчается, становится подвижной. После этого производится закачка углеводородного растворителя совместно с паром. При воздействии на высоковязкие нефти углеводородными растворителями происходит полное смешение нефти и растворителя. Для того чтобы не снижать температуру закачиваемого пара закачкой холодного растворителя, предлагается растворитель предварительно подогреть за счет тепла добываемой продукции, поскольку при применении паротеплового воздействия на пласт часть сконденсированного теплоносителя извлекается в виде попутно добываемой воды повышенной температуры (не менее 90 °С). Такой теплообмен способствует увеличению эффективности паротеплового воздействия совместно с растворителем. На рис. 1 приведена схема системы для совместной закачки теплоносителя и углеводородного растворителя, защищенная патентом РФ на полезную модель.

Схема включает нагнетательную 1 и добывающую 2 скважины, вскрывающие продуктивный пласт 3. Скважины пробурены таким образом, что горизонтальная часть 4 нагнетательной скважины 1 находится над горизонтальной частью 5 добывающей скважины 2 в одной вертикальной плоскости на расстоянии не менее 5 м друг от друга, что исключает прорыв пара к добывающей скважине. Стационарный или передвижной парогенератор 6, нагнетательный трубопровод пара 7. Емкость для растворителя 8 может быть представлена автоцистерной. Дозирующая установка для подачи жидкого растворителя (УДР) 9, состоящая из дозирочного насоса, расходомера и устройства для измерения давления (на чертеже не показаны), соединена с трубопроводом растворителя 10, снабженным обратным клапаном 11 и теплообменником 12 с теплообменными трубками 13, внутренняя полость 14 которого связана с выкидным

Оценка экономического эффекта выполнена в ценах и налоговых условиях 2010 г. Цена реализации, принятая в расчетах, соответствует цене марки Urals 70 долл./барр. Эксплуатационные затраты, связанные с добычей нефти, равны прогнозным значениям на 2010 г., утвержденным для Ашальчинского месторождения ВВН. Так как в базовом и предлагаемом вариантах количество скважин одинаковое, в расчет включены только изменяющиеся статьи производственных затрат. Стоимость бензина висбрекинга принята на уровне себестоимости добычи нефти по ОАО «Татнефть». Так как предполагается, что технология будет применяться на месторождениях с ВВН, ставка НДС равна нулю.

Результаты расчетов технико-экономической эффективности применения МУН за срок проявления технологического эффекта в расчете на 1 скважино-операцию представлены в табл.1.

Из таблицы видно, что применение данной технологии позволит получить дополнительную прибыль в объеме 6516 тыс. руб. на каждую скважино-операцию.

В соответствии с проектным документом по освоению месторождений ВВН на территории Республики Татарстан потенциальный (максимальный) объем внедрения может составить 300 скважино-операций в год. Для этого потребуется около 15 тыс. т бензина висбрекинга в год. Прибыль в расчете на потенциальный (максимальный) объем внедрения составит более 2 млрд. руб. в год.

Таблица 1

Оценка технико-экономической эффективности применения МУН на 1 скважино-операцию

Показатели	Значения
Дополнительная добыча ВВН, т	1500
Объем закачки пара, т	3900
Цена нефти марки Urals, долл./барр	70
Цена Net Back, руб./т	6570
Выручка от реализации, тыс. руб.	9855
Затраты, связанные с добычей нефти и внедрением технологии, всего, тыс. руб.	3339
в т.ч.	
- вспомогательные материалы и электроэнергия	626
- производство и закачка пара	2332
- реагенты (бензин висбрекинга)	235
- закачка реагента	146
Прибыль от реализации продукции, тыс. руб./скв.-опер.	6516
Потенциальный объем внедрения, скв.-опер. /год	300
Потенциальный объем использования бензина висбрекинга, тыс.т /год	15
Прибыль в расчете на потенциальный объем внедрения, млн. руб./год	1955

Результаты, полученные в ходе проведенных исследований, и результаты расчетов технико-экономической эффективности применения данной технологии позволяют сделать вывод, что совместное применение теплового воздействия и бензина висбрекинга, не прошедшего стадию гидроочистки, является перспективным направлением повышения эффективности разработки залежей высоковязких нефтей.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ РАЗРАБОТКИ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

А.Р.Рахманов, Н.Ф.Гумаров, Б.Ф.Закриев, Б.Г.Ганиев

НГДУ «Альметьевнефть»

Одним из основных методов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти является применение в качестве агента закачки высокоминерализованной пластовой воды. В НГДУ «Альметьевнефть» применение в качестве агента закачки высокоминерализованной воды имеет свое постоянное развитие, в том числе в ежегодных мероприятиях по реконструкции системы ППД. Наиболее же широко данный метод применяется на 3 блоке Березовской площади [1].

Согласно проведенному «Анализу разработки Березовской площади Ромашкинского месторождения» (с уточнением проектных показателей, ТатНИПИнефть, 2006) институтом сделан вывод, что реализованная система разработки горизонтов ДО-Д1 Березовской площади эффективна и проектные уровни добычи нефти выполняются. Однако для достижения в ближайшие годы стабилизации добычи нефти, имеется необходимость дальнейшего расширения и совершенствования закачки пластовой воды методом МСП, использования на части скважин

оборудования для ОРЗ и ОРЭ, бурения БС, дальнейшего применения методов ПНП, создания и применения геологических и гидродинамических постояннодействующих моделей, создания систем оперативного контроля состояния объектов разработки и отдельных скважин.

В целом, на фоне общих показателей разработки Березовской площади с высокими темпами отбора-6,4%, пластовым давлением – 150,7 атм, общей выработкой запасов – 89,5%, (при высоком достигнутом КИН- 0,485) и обводненности продукции – 80,6), для III блока (в связи с ухудшенными коллекторскими свойствами) характерно несколько пониженное пластовое давление -148,6 атм. и более низкий темп выработки запасов – 3,8 %. Доля остаточных извлекаемых запасов по блоку составляет 40% от общих по площади и основным эксплуатационным объектом является горизонт «До».

Достигнутое же за последние 10 лет значительное улучшение показателей разработки 3 блока связано [2] во многом с постепенным расширением и совершенствованием применения на данном объекте закачки пластовой воды.

Разбуривание блока, расположенного на северной части площади, происходило с юга на север и в целом по динамике технологических показателей и по ходу совершенствования системы заводнения можно выделить 4 основных этапа.

I этап. Первоначально (до 1977 г.) выработка запасов велась ограниченным количеством добывающих и нагнетательных скважин. Для поддержания пластового давления использовалась закачка пресной воды с разрезающего ряда, при этом соотношение закачки к отбору жидкости достигала в отдельные годы более 160%.

II этап. С 1977 по 1987 г. характеризуется активным разбуриванием блока (в среднем до 15 скважин в год).

Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин за период вырос до 147 и 34 соответственно, обводненность – до 73%.

Поддержание пластового давления осуществлялось закачкой пресной воды скважинами КНС № 131 и с разрезающего ряда КНС № 70 и КНС № 71. Интенсивное бурение и ввод новых добывающих скважин в разработку сопровождалось высокими темпами компенсации растущих объемов отбора жидкости закачкой. Однако, существующая система ППД привела к значительному снижению пластовых давлений (участками до 135 атм.) с последующим значительным падением уровня добычи нефти.

III этап. Низкая эффективность существующей системы заводнения, а также близость водоносных горизонтов привела к решению по смене агента закачки на пластовую воду.

Начало его применения приходится на 1988 год. Внедрение метода межскважинной перекачки (МСП) обеспечивает добычей воды из водозаборных скважин (насосами ЭЦН) и закачкой пластовой воды непосредственно в нагнетательные скважины.

IV этап. Положительный опыт применения закачки пластовой воды, а так же удаленность основного фонда нагнетательных скважин от КНС и наличие водоносных пластов в нижних горизонтах предопределило реконструкцию всего КНС № 131.

Наряду с переводом под закачку пластовой воды существующих нагнетательных скважин в центральной части блока, шло расширение его применения за счет параллельного освоения дополнительных новых скважин.

С развитием системы заводнения соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным было доведено до 1,1.

По мере расширения применения доли закачки пластовой воды велись работы по созданию отдельных участков закачки, целью которых является поскважинное регулирование. Нашел применение метод переобвязки водозаборов между собой, что позволило соединить центральную часть блока в единую систему заводнения, а также выделить в отдельные – западную и восточную части блока. При выходе из строя одного из водозаборов объединенная схема позволяет обеспечить заводнением необходимый участок, в то же время они могут работать самостоятельно.

Реализация данной технологии наряду с проводимыми другими геолого-техническими мероприятиями позволила уменьшить обводненность продукции по блоку почти на 20%, обеспечить рост добычи нефти с 103 тыс.т (1993–1994 г.) до 195 тыс.т (2007–2008 г.) и увеличить темпы отбора более чем в 2 раза (рис.1).

Согласно сформировавшейся в настоящее время системе обвязки водозаборов и нагнетательных скважин для закачки пластовой воды на территории 3 блока можно выделить всего 11 участков.

Выделяемые участки в силу высокой неоднородности коллекторских свойств не являются гидродинамически и геологически обособленными телами. Можно отдельно выделить подучастки, характеризующиеся пониженными пластовыми давлениями; подучастки с активной гидродинамической связью между скважинами; подучастки на стыке ранее нами выделяемых участков (рис.2).

Среднесуточные объемы закачки по всем нагнетательным скважинам в последнее время стабилизированы на уровне 1900 м³/сут; общий отбор жидкости в пластовых условиях – 1650 м³/сут. Обеспеченность закачкой отборов жидкости по сравнению с предыдущими годами, когда она достигала до и более 130% оптимизирована в среднем до 115%. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины – 23 м³/сут, в т.ч. с приемистостью менее 15 м³/сут – 20 нагнетательных скважин.

По блоку построена карта взаимовлияний эксплуатационных нагнетательных и добывающих скважин, согласно которой выделены участки с установленными взаимовлияниями, с частично установленными взаимовлияниями и участки, требующие уточнения влияния.

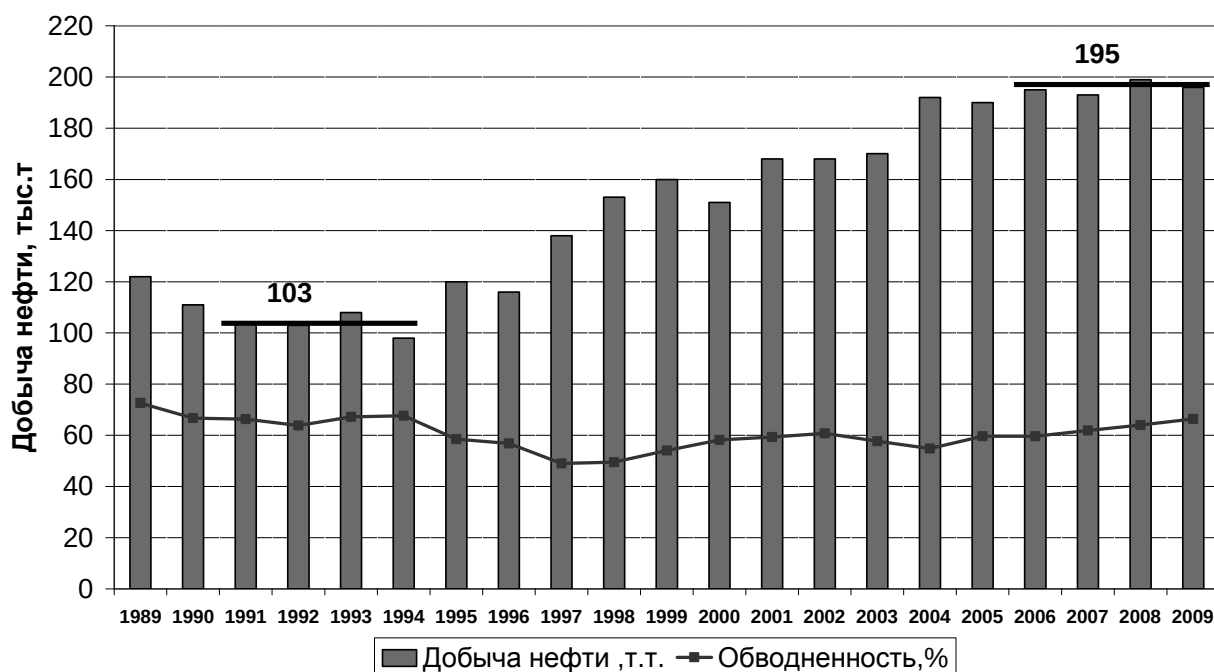


Рис.1. Динамика добычи нефти по 3 блоку Березовской площади.

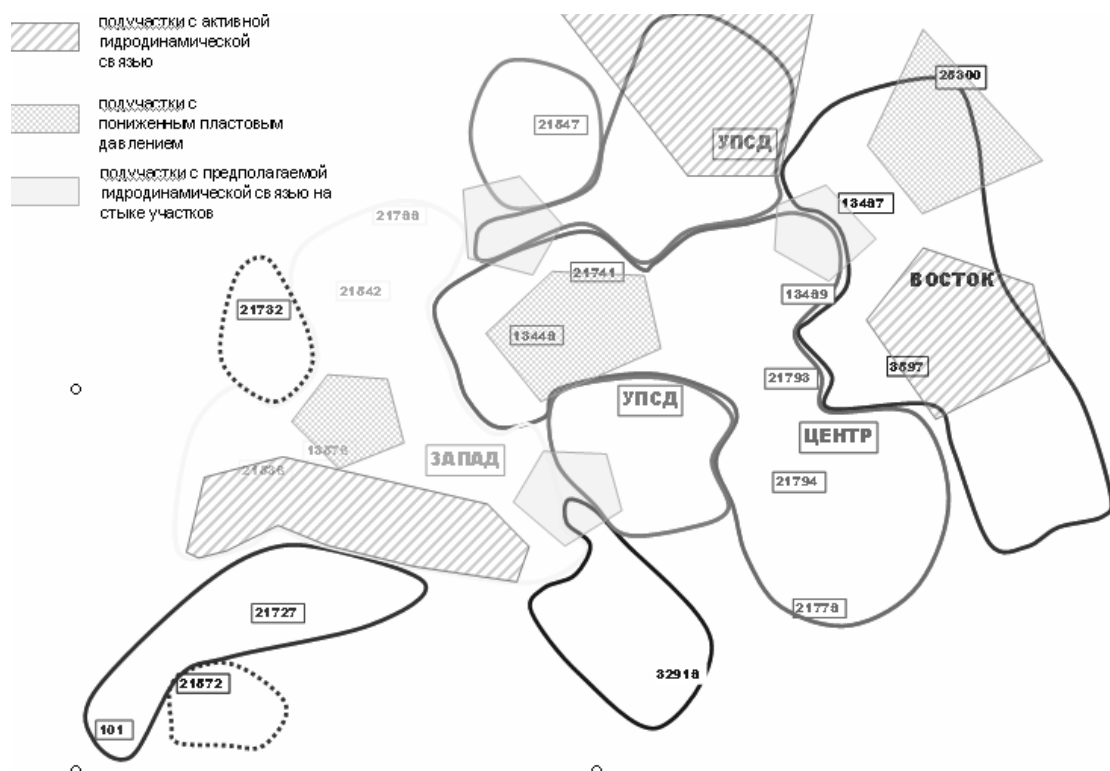


Рис.2. Схема выделяемых подучастков на 3 блоке Березовской площади.

На 3 блоке в течение последних лет проводился достаточно большой объем геолого-технических мероприятий. Объемы внедрения за 2000–2008 гг. и их эффективность в долях единиц, соответствующих доли скважин и объемов достигнутой дополнительной добычи нефти от НГДУ, приходящихся на данный блок вполне, сопоставимы с мероприятиями, проведенными в целом по НГДУ.

Одним из инструментов используемых для дальнейшего совершенствования процессов регулирования отборов и закачки является расширение применения современных средств автоматизации [3]. Дальнейшее развитие ведется в направлении интеллектуализации управления и интеграции автоматизированных систем различного назначения в целостную систему управления автоматизированным технологическим комплексом нефтегазодобычи.

Все добывающие скважины 3 блока Березовской площади оснащены интеллектуальными системами управления производства компании Lufkin Automation. Все нагнетательные скважины имеют индивидуальные КИПиА. Телеметрия интегрирована в единую систему с организацией базы данных основных контрольных параметров. Внедрение «интеллектуальных систем» направлено на повышение уровня технической и технологической дисциплины, получение достоверной и оперативной информации о дебите по каждой скважине, затратах энергии, состоянии скважинной насосной установки. Реализована возможность принятия решения об изменении параметров работы системы «пласт – скважина – насосная установка» по заданному критерию забойного давления, объему добычи пластовой жидкости.

Параллельно ведутся работы совместно с «ТатНИПИнефть» по построению геолого-гидродинамической модели 3 блока Березовской площади.

В последующем после адаптации гидродинамической модели (а это наиболее сложная задача в моделировании), должен быть задействован инструмент прогнозирования показателей эксплуатации отдельных участков при различных режимах закачки и отборов жидкости. При получении соответствующих результатов планируется проведение данных работ на 1 и 2 блоках Березовской площади.

Литература

1. Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Использование в качестве вытесняющего агента высокоминерализованной пластовой воды на III блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения. Сб. тр. науч.-практ. конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – Альметьевск, 2007. – С 212–218.
2. Гумаров Н.Ф., Ризванова М.С. Результаты нефтевытеснения с использованием высокоминерализованной воды на Березовской площади Ромашкинского месторождения. Материалы международной науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов». – Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С.348–352.
3. Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки Березовской площади. Техника и технология разработки нефтяных месторождений. Сб. тр. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию разработки Ромашкинского месторождения. –М.: ЗАО Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 124-127.

ВИХРЕВОЕ ОТДЕЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА ИЗ ПОПУТНОГО ГАЗА ПРИ ЕГО УТИЛИЗАЦИИ

А.Н. Романчук, Н.Н. Романчук

ООО Татспецтехснаб

В настоящее время в Республике Татарстан по президентской программе для утилизации попутного нефтяного газа успешно применяют газопоршневые электростанции различных мощностей. К недостаткам данных электростанций можно отнести высокую восприимчивость газопоршневого двигателя к качеству подаваемого топлива, т.е. утилизируемого газа, который не всегда удается очистить до требуемых норм, что ведет к преждевременному выходу из строя двигателя и как следствие возрастанию материальных затрат и ресурсов.

Основным недостатком существующих методов очистки газа, например: адсорбционного, абсорбционного, хемосорбционного, каталитического окисления, — их капиталозатратность на этапе внедрения и, как следствие, большой срок окупаемости или же малая экономическая эффективность в условиях сравнительно небольших объемов газоочистки, достаточных для работы одной малой электростанции.

В данной работе предлагается возможность совместного применения вихревого эффекта (эффект Ранка) для отделения сероводорода и последующей его нейтрализации в дымовых газах газопоршневого двигателя проведением химической реакции $2\text{H}_2\text{S} + 2\text{NO} = \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{S}_2$.

На данный момент рассматривается последовательное расположение вихревой и инжекционно-смесительной камер в блоке очистки. Схема предлагаемого процесса очистки представлена на рис.1. Газ, поступивший на утилизацию, после прохождения предварительных отстойников, направляется в вихревую камеру, в которой под действием вихревого эффекта газ разделяется на два разнонаправленных потока. Первый, свободный вихревой поток будет прилегать к внутренней стенке камеры, он обогащен тяжелыми компонентами поступившего газа: пропан-бутановыми фракциями, пентаном, гексаном, водой и сероводородом. Второй, вынужденный вихревой поток (очищенный) будет противоположным по направлению и течь в центре камеры, он преимущественно содержит метан и азот, — будущее топливо.

В газопоршневом двигателе происходят сложные физико-химические процессы преобразования топлива в механическую энергию. Результатом этих превращений, помимо механической энергии вращения, являются дымовые газы с температурой около 450 °С и примерным составом: H_2O , CO_2 , NO и незначительной частью C , CO , H_2 , O_2 и углеводов. Завышенный коэффициент избытка кислорода, характерный для газопоршневых двигателей, необходим для успешного сгорания топлива без детонации, что способствует уменьшению образования углерода, монооксида углерода и водорода и повышению доли оксида азота в дымовых газах.

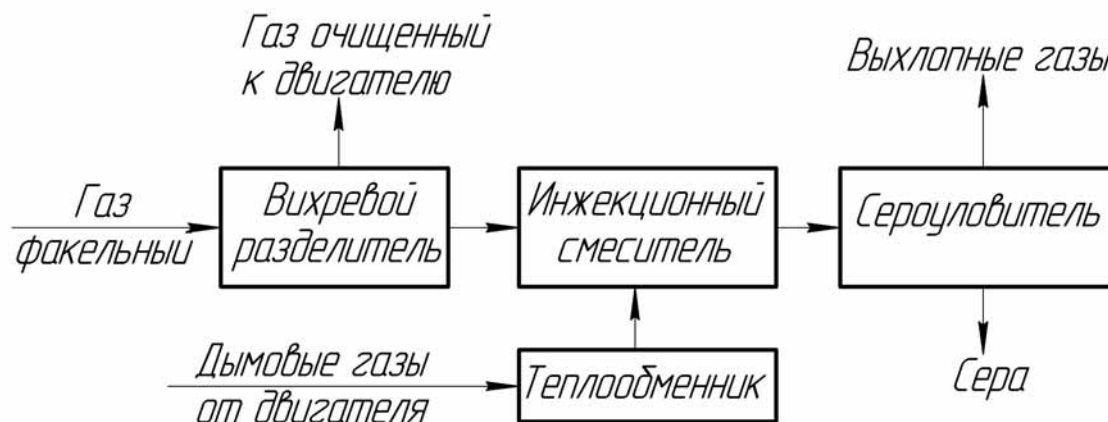


Рис.1. Принципиальная схема очистки попутного газа от сероводорода.

Дымовые газы, пройдя предварительную ступень охлаждения (на схеме не указана), остывают до 350 °С и направляются в инжекционный смеситель, где их энергия используется для подсоса газового потока, содержащего сероводород с последующим их смешиванием и проведением основной реакции - $2\text{H}_2\text{S} + 2\text{NO} = \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{S}_2$. Далее смесь газов поступает в сероуловитель, где остывает ниже температуры 200 °С, происходит значительное замедление потока и сера осаждается в виде твердых хлопьевидных структур на дно, а выхлопные газы направляются в атмосферу.

Литература

1. Суслов А.Д., Иванов С.В., Мурашкин А.В., Чижиков Ю.В. Вихревые аппараты. – М.: Машиностроение, 1985. – 256 с.
2. Швыдкий В.С., Ладыгичев М.Г. Очистка газов. – М.: Теплоэнергетик, 2002. – 640 с.

ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Салиева Р.Н.
ИПЭН АН РТ

Специфика производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования предопределяет целесообразность особого регулирования, направленного на установление специальных требований к субъектам предпринимательской деятельности.

Во-первых, эти особенности обусловлены тем, что предпринимательская деятельность связана с использованием природных ресурсов – недр, содержащих полезные ископаемые. При этом недра предоставляются государством (собственником недр) в пользование субъектам предпринимательской деятельности на основании специального разрешения - лицензии, в которой определяются целевое назначение участка недр и виды работ.

Во-вторых, порядок предоставления недр в пользование и порядок пользования недрами устанавливаются специальным законодательством. Основными нормативными правовыми актами являются законы «О недрах», «О драгоценных металлах и драгоценных камнях», «О газоснабжении», «О соглашениях о разделе продукции». К подзаконным нормативным актам, регламентирующим порядок предоставления недр в пользование, относятся:

- Постановление Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. N 3314-1 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 08 января 2009 г. № 4 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии на предоставляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов участке недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, участке недр федерального значения, расположенном на территории Российской Федерации и простирающемся на ее континентальный шельф, участке недр федерального значения, содержащем газ»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2008 г. № 897 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр федерального значения или на участке недр, который отнесен к участкам недр федерального значения в результате открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению недр такого участка за счет собственных средств для разведки и добычи полезных ископаемых открытого месторождения» и др.

Во многом права и обязанности субъектов предпринимательской деятельности при пользовании недрами определяются специальными нормативными правовыми актами и условиями лицензии, устанавливающими специальные правила ведения производственно-хозяйственной деятельности. При подаче заявки на выдачу лицензии хозяйствующие субъекты должны представить доказательства того, что обладают или будут обладать квалифицированными специалистами, необходимыми финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного проведения работ в сфере недропользования (ст. 14 Закона «О недрах»). Фактически содержание прав и обязанностей субъектов при осуществлении предпринимательской деятельности в сфере недропользования, момент возникновения и момент прекращения прав и обязанностей, специфика ответственности обусловлены полученным разрешением на проведение определенных работ в сфере недропользования и зависят от вида и содержания лицензии.

В-третьих, рисковый характер является отличительной чертой предпринимательской деятельности вообще, но риск во много раз увеличивается в сфере недропользования. Это наличие повышенных видов рисков – риски открытия месторождения и коммерческой ценности открытой залежи; истощаемость (ограниченность) запасов; постоянное изменение спроса на нефть, газ, продукты их переработки и постоянное изменение цен, транспортных тарифов, налогов; политические риски; инвестиционные риски и т.д. Специалисты отмечают, что «в ходе реализации проекта возможно наступление событий, связанных с потерей предприятием-недропользователем (инвестором) части своих ресурсов и имущества (прямой ущерб), недополучения доходов или появления дополнительных расходов (косвенный ущерб) в результате осуществления определенной производственной и финансовой деятельности. Вероятность наступления таких событий определяет степень предпринимательского (экономического) риска»¹.

Субъекты предпринимательства в сфере недропользования осуществляют специфичные виды работ в соответствии с целями, для которых предоставлен участок недр в пользование. В соответствии с законом недра предоставляются в пользование для:

- 1) регионального геологического изучения, включающего региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские, палеонтологические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, созданию и ведению мониторинга состояния недр, контроль за режимом подземных вод, а также иные работы, проводимые без существенного нарушения целостности недр;

- 2) геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- 3) разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств;

- 4) строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- 5) образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости);

- 6) сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Исходя из целей пользования недрами и видов работ по геологическому изучению недр, можно выделить следующие объединенные группы видов хозяйственной (предпринимательской) деятельности в сфере недропользования: 1) геологическое изучение недр; 2) разведка и добыча полезных ископаемых.

Правоприменительная практика свидетельствует о том, что важное практическое значение имеет формулировка видов осуществляемых субъектами предпринимательской деятельности работ в лицензии и в документах, прилагаемых к лицензии.

В ведомственных актах в определенной мере учитываются виды работ и регламентируются хозяйственные отношения в зависимости от этапов и стадий геологоразведочных работ. Причем этапы и стадии геологоразведочных работ определяются в зависимости от видов полезных ископаемых. Приказом МПР РФ от 07.02.2001 № 126 было утверждено «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»², в котором определено, что деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр. Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения определяется как «геологоразведочный процесс». Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на: региональный, поисково-оценочный, разведочный этапы с выделением в них стадий.

¹ Правовые и экономические проблемы рационального недропользования при геологическом изучении и освоении месторождений нефти и газа: Учебное пособие/ В.И.Карасев, А.Н.Кирсанов, Н.А. Останин и др. / Под ред. А.Н. Кирсанова. –Тюмень: Тюм-ГНГУ, 2000. – С.171.

² Природно-ресурсные ведомости, 2001, № 21.

По твердым полезным ископаемым принято Распоряжение МПР РФ от 05.07.1999 № 83-р «Об утверждении Положения о порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям (твердые полезные ископаемые)».¹

Надо отметить, что перечень основных видов работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами приведен в приложении 6 к Административному регламенту Федерального агентства по недропользованию по исполнению государственной функции по ведению государственного учета и обеспечению ведения государственного реестра работ, утвержденному Приказом МПР России от 8 октября 2007 г. № 261. К видам работ по геологическому изучению недр относятся: геолого-съемочные работы (ГСР); геолого-поисковые, разведочные работы (ГРР); гидрогеологические исследования (ГГИ); геофизические исследования (ГФИ); геохимические исследования (ГХИ); инженерно-геологические изыскания (ИГИ); эколого-геологические исследования (ЭГИ); мониторинг геологической среды (МОН); тематические, опытно-методические, научно-исследовательские работы (ТЕМ); картосоставительские и картоиздательские работы (ККР); геолого-экономические, технологические работы (ГЭР).²

Виды геолого-разведочных работ также перечислены в Общероссийском классификаторе видов экономической деятельности (ОК 029-2007 (КДЕС ред. 1.1)). В частности, в классификаторе определено, что геолого-разведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы включают: работы, предназначенные для сбора информации о структуре недр и местонахождении залежей полезных ископаемых и подземных вод; геологическую, гидрогеологическую и геоэкологическую съемку; открытые геолого-разведочные работы и горно-разведочные работы; гидрогеологические и инженерно-геологические работы; геофизические и геохимические работы; создание государственной сети опорных геолого- геофизических профилей параметрических и сверхглубоких скважин; отбор и обработку проб твердых полезных ископаемых; мониторинг геологической среды (наблюдение за состоянием подземных и поверхностных вод, экзогенных геологических процессов); лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород; камеральные работы. Эта группировка не включает разведочное бурение³. Перечисленные выше виды работ относятся к первой выделенной нами группе производственно-хозяйственной деятельности в сфере недропользования - геологическое изучение недр.

Выделение этапов и стадий геологоразведочных работ имеет важное практическое значение, т.к. во-первых, выделение этапов позволяет конкретизировать объем прав и обязанностей субъектов предпринимательской деятельности при предоставлении лицензии на право пользования недрами и осуществлять контроль за соблюдением условий лицензионного соглашения, а также определять предмет договоров, заключаемых при проведении геологоразведочных работ; во-вторых, предоставляет возможность оптимизации осуществляемой хозяйственной (предпринимательской) деятельности (определение содержания и технологического режима геологоразведочных работ; унификации работ и поэтапно создаваемых конечных результатов; возможность оперативного учета и анализа геологической изученности для выбора обоснованных направлений поисковых, оценочных и разведочных работ).

Вместе с тем, как с теоретической точки зрения, так и законодательной существует проблема определения понятий «геологоразведочные работы», «геологоразведочный процесс», а также в целом проблема отнесения геологоразведочных работ на первоначальном этапе к предпринимательской деятельности в сфере пользования недрами.

Указанные выше виды деятельности не отражены в законе «О недрах». К сожалению, на уровне закона содержание понятий «геолого-разведочные работы» и «добыча полезных ископаемых» не раскрыты.

С неопределенностью терминов, на наш взгляд, связаны судебные споры. В частности, нередко возникают споры, связанные с отнесением к операциям по добыче полезных ископаемых проведение операций по доведению добытого полезного ископаемого до требований стандартов в отношении производимой недропользователем (субъектом предпринимательской деятельности в сфере недропользования) продукции.

В юридической литературе высказываются разные точки зрения по вопросу об определении содержания терминов «геолого-разведочные работы», «добыча полезных ископаемых».

В словаре «Термины и понятия отечественного недропользования» геологоразведочные работы определены как комплекс различных специальных геологических и других работ, которые производятся для обнаружения и подготовки к промышленному освоению месторождений полезных ископаемых.⁴ А геологоразведочный процесс определен как процесс стадийного геологического изучения территорий с целью определения их потенциальной рудоносности, открытия, разведки, оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых.⁵

¹ Документ опубликован не был. СПС «Консультант Плюс».

² Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 51, 17.12.2007.

³ "Общероссийский классификатор видов экономической деятельности" ОК 029-2007 (КДЕС Ред. 1.1);(утв. Приказом Ростехрегулирования от 22.11.2007 № 329-ст) (ред. от 22.11.2007); (введен в действие 01.01.2008 на период до 01.01.2011 без отмены ОК 029-2001 (КДЕС Ред. 1)). Документ опубликован не был.

⁴ Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник)/ А.И.Кривцов, Б.И.Беневольский, В.М.Минаков, И.В.Морозов (Под ред. Б.А.Яцкевича)/ ЗАО «Геоинформмарк». – М.,2000. –С.24.

⁵ Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник)/ А.И.Кривцов, Б.И.Беневольский, В.М.Минаков, И.В.Морозов (Под ред. Б.А.Яцкевича)/ ЗАО «Геоинформмарк». – М.,2000. – С.113.

Полагаем, что данное в словаре определение геологоразведочных работ в целях формирования единообразной правоприменительной практики целесообразно включить в Закон «О недрах», а также в Положение о лицензировании пользования недрами. Кроме того, на уровне закона также было бы целесообразно определить этапы и стадии геологоразведочных работ. А геологоразведочный процесс следовало бы прописать в соответствующем техническом регламенте согласно требованиям Закона «О техническом регулировании».

Необходимо также отметить, что в соответствии с действующим законом «О недрах» недра могут предоставляться в пользование одновременно для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых. При этом разведка и добыча полезных ископаемых, за исключением разведки и добычи полезных ископаемых на участке недр федерального значения, могут осуществляться как в процессе геологического изучения недр, так и после его завершения. К сожалению, содержание терминов «разведка» и «добыча» также не раскрывается.

Целесообразность определения в законодательстве понятия «геологоразведочные и добычные работы» подтверждается историей вопроса и примерами правового регулирования геологического изучения недр, поиска и разведки месторождений нефти и газа в других государствах. Как показал анализ горного законодательства России, действовавшего до 1917 года, в Уставе Горном Российской Империи было дано понятие горного промысла. Так, под горным промыслом понималось приискание, добывание, плавление, вываривание и обрабатывание минеральных естественных произведений, находящихся на поверхности или в недрах земли, как-то: 1) земель и камней, 2) металлов, 3) солей, 4) горючих веществ.¹ А в Горном Законе ФРГ от 13 августа 1980 года (BGBL.I.S.1310) в параграфе 4 даны основные определения понятий: разведка, региональная разведка, добыча, обогащение, предприниматель, право на добычу полезных ископаемых, горнодобывающее предприятие.²

В силу специфики требуют специального правового регулирования производственно-хозяйственные, предпринимательские отношения в нефтяной отрасли. Целесообразным представляется принятие специального закона «О регулировании нефтяной деятельности», в котором могут быть определены основные термины, понятия, в том числе - «геологоразведочный процесс», «поисковые работы», «добыча нефти» и др.

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПЕРМСКИХ БИТУМОВ ПУТЕМ КОМПАУНДИРОВАНИЯ С ПРИРОДНЫМ АСФАЛЬТИТОМ И МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Р.Ф.Сираев, Г.П.Каюкова, Д.И.Насыров, С.М.Петров
ИОФХ им. А.Е.Арбузова КазНЦ РАН, КГТУ им. С.М.Кирова

В последние годы во всем мире наблюдается снижение темпов прироста запасов легкой нефти и растет интерес к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, среди которых на ведущее место выходят природные битумы и близкие к ним по физико-химическим характеристикам высоковязкие нефти [1–4]. В то же время увеличение доли тяжелых нефтей, вовлекаемых в добычу и переработку, приводит к росту объемов нефтяных остатков (мазуты и гудроны) в материальных потоках нефтеперерабатывающих заводов. Рациональная переработка нефтяных остатков направлена, прежде всего, на расширение сырьевой базы деструктивных термокаталитических процессов и на получение высококачественных битумных вяжущих материалов на их основе [4–8].

Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. Разработанная «Программа развития ТЭК Республики Татарстан на период до 2020 года» ставит задачу формирования в стране полноценного конкурентоспособного нефтебитумного комплекса, ориентированного на рентабельную добычу природных битумов, а также обеспечение высокой глубины их переработки с выпуском востребованного сырья для химической и нефтехимической промышленности региона и Российской Федерации. Кроме того, предусматривается производство нефтепродуктов, имеющих значительный потенциал, сбыт, как на внутреннем, так и внешнем рынках.

Одним из перспективных направлений является получение дорожных битумов. В настоящее время разработано несколько способов получения битумов [4]:

- путем окисления кислородом воздуха различных нефтяных остатков (мазуты, гудроны, полугудроны, асфальты процесса деасфальтизации, экстрактов селективной очистки масел, крекинг-остатков или их смесей) при температуре 180 – 300 °С ;
- компаундированием (смешением) различных нефтяных остатков с дистиллятами и с окисленными или остаточными битумами и введением в состав битумов различных добавок и модификаторов;
- на основе высокомолекулярных остатков природных битумов.

В последние годы появились работы, направленные на получение неокисленных битумов путем их компаундирования с природным асфальтитом, представляющим собой продукт природного окисления [8], а также

¹ Штофъ А. Горное право. Сравнительное изложение горныхъ законовъ, действующихъ въ Россіи и в главнейшихъ государствахъ Западной Европы/ С.-Петербургъ. Типография М.М.Стасюлевича, Вас.Остр.,5 лин.,28. – 1896.– С.13.

² Клюкин Б.Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – М.: Городец-издат, 2000. – С.287–289.

исследования по изучению влияния микроволнового излучения на качество нефтяных остатков и природных битумов [9–11]. Несмотря на определенные перспективы данных технологий, вопросы относительно влияния этих процессов на качество вяжущих материалов еще не разработаны в полной мере.

Объектами исследования служили: остаток выше 420 °С (гудрон) вакуумной перегонки тяжелой нефти Ашальчинского месторождения, деасфальтенизат из этого остатка, полученный после осаждения асфальтенов в 40-кратном количестве петролейного эфира с температурой кипения 40-70 °С, а также битум из битуминозного песчаника Спиридоновского месторождения.

Исследованная нефть из пермских отложений Ашальчинского месторождения характеризуется плотностью 0,9770 г/см³, содержанием серы – 4,67%. В ее компонентном составе на долю масел приходится 57,3%, содержание бензольных смол составляет 23,6%, смол спиртобензольных – 13,3%, асфальтенов – 5,3%.

Исследуемый в качестве компаунда битум, извлеченный экстракцией из битуминозных песчаников Спиридоновского месторождения, с плотностью 0,9981 г/см³ и содержанием серы 2,43% из-за низкого содержания масел (8,7%) и высокого содержания асфальтенов (60,7%) относится к классу твердых асфальтитов. В его составе отсутствуют н-алканы, а содержание спирто-бензольных смол практически на порядок выше содержания смол бензольных.

Сравнительные исследования проведены по двум направлениям: во-первых, изучено влияние добавок асфальтита на состав и малокометрические свойства продуктов его компаундирования с деасфальтенизированным гудроном ашальчинской нефти. Во-вторых, исследовано влияние микроволнового воздействия (МВВ) на состав и свойства исходного гудрона. Опыты по компаундированию проводили при температуре 220 °С в течение трех часов при постоянном перемешивании реакционной смеси [8]. Микроволновая обработка битуминозных пород проводилась в микроволновой печи с выходной мощностью 600 Вт и частотой 2,450 МГц. Навеску битума в специальном фарфоровом сосуде помещали в микроволновую печь и выдерживали в течение 20, 30 и 40 мин при соответствующих температурах: 170, 260 и 280 °С.

Исследования показали (табл. 1), что с увеличением содержания асфальтита с 10 до 30% в составе компаундированного гудрона происходит закономерное увеличение содержания асфальтенов с 1,98 до 20,1% при снижении содержания масел с 38,12 до 26,47%. Содержание спиртобензольных смол увеличивается. Значения показателей СБ/ССБ и Смолы/Асф. уменьшаются, за счет увеличения в компаундированных битумах содержания смол и асфальтенов. Бензольные смолы не претерпевают существенного отклонения от их содержания в деасфальтенизате.

Таблица 1

Компонентный состав компаундированных битумов

№ опыта	Продукт и условия опыта	Компонентный состав, масс. %					Отношения	
		УВ (масла)	СБ	ССБ	Σ смол	Асф.	СБ/ССБ	Смолы/Асф.
-	Деасфальтенизат ашальчинской нефти (остаток выше 420 °С)	38,12	38,61	21,29	59,90	1,98	1,81	30,25
-	Спиридоновский битум	8,70	3,30	27,30	30,60	60,70	0,09	0,50
1.1	Деасфальтизат + 10% асфальтита, t = 220°C	44,90	33,16	13,78	46,94	8,16	2,4	5,75
1.2	Деасфальтизат + 20% асфальтита, t = 220°C	34,85	33,84	19,19	53,03	12,12	1,76	4,37
1.3	Деасфальтизат + 30% асфальтита, t = 220°C	26,47	30,88	22,55	53,43	20,1	1,37	2,66

УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные;
ССБ – смолы спирто-бензольные; Асф. – асфальтены

По данным ИК Фурье спектроскопии (рис. 1), введение асфальтита, характеризующегося высоким содержанием кислородсодержащих соединений и функциональных групп, в деасфальтенизат остатка нефти приводит к увеличению степени его ароматичности ($C_1 = D_{1610}/D_{720}$), окисленности ($C_2 = D_{1710}/D_{1465}$) и снижению его степени алифатичности ($C_4 = D_{720} + D_{1380}/D_{1610}$).

Наиболее высоким уровнем алифатичности (показатель C_4) характеризуется исходный деасфальтизат, что говорит о высоком содержании в нем парафиновых структур. Чуть меньшее содержание парафиновых структур наблюдается в компаундированном образце битума опыта 1.1. Доля ароматики (показатель C_1) растет пропорционально с добавлением асфальтита и достигает своего максимального значения в образце с 20% содержанием асфальтита. Судя по данным компонентного состава и ИК-спектрам компаундированных битумов, при температуре 220 °С, идет не

только механическое смешение гудрона с природным асфальтитом, но и химические взаимодействия, приводящее к увеличению термостабильности их состава и их твердости.

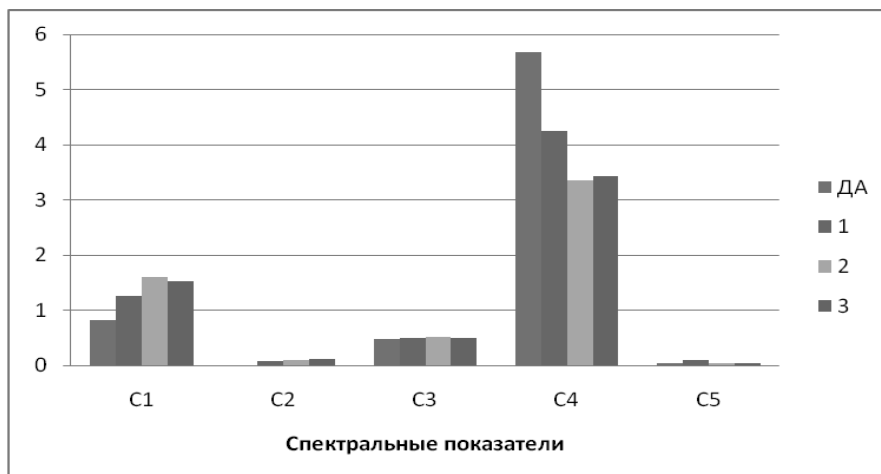


Рис. 1. Изменение спектральных показателей компаундированных битумов в зависимости от содержания асфальтита: ДА – деасфальтизат остатка выше 420°C (гудрон) Ашальчинской нефти; 1 – опыт 1.1 (деасфальтизат + 10% асфальтита); 2 – опыт 1.2 (деасфальтизат + 20% асфальтита); 3 – опыт 1.3 (деасфальтизат + 30% асфальтита).

Результаты элементного анализа битумов, полученных компаундированием с асфальтитом, также показали их отличительные особенности от количества вводимого асфальтита по содержанию углерода, водорода, азота, серы, фосфора, кремния, алюминия и железа, что находит свое отражение в значениях показателя ароматичности, представляющего собой отношение $H/C_{ар}$.

Микроволновое воздействие (табл. 2) приводит к повышению содержания масел в составе нефтяного битума. По сравнению с исходным образцом в опытах 2.1-2.3 увеличивается содержание масел: с 31,01 до 34,74%. Наиболее высокое содержание масел характерно для битума после микроволнового воздействия в течение 20 мин. С увеличением времени воздействия (20 и 30 мин) содержание масел несколько снижается. Содержание асфальтенов заметно увеличивается в опыте 2.2 до 14,9% и далее снижается до 9,6% (опыт 2.3). Возможно, это связано с деструкцией асфальтенов при достаточно высокой температуре опыта (280 °C). Можно отметить также заметное снижение спиртобензольных смол при микроволновой обработке в течение 30 мин. В других опытах изменения в содержании бензольных и спиртобензольных смол незначительно. Определенных закономерностей в изменении значений показателей данных СБ/ССБ и Смолы/Асф не наблюдается.

Таблица 2.

Компонентный состав гудрона нефти, после микроволновой обработки

№ опыта	Режимы микроволновой обработки	Компонентный состав, масс. %					Отношения	
		УВ (масла)	СБ	ССБ	Σ смол	Асф.	СБ/ССБ	Смолы/Асф.
	Гудрон нефти (остаток выше 420°C)	31,01	36,02	21,80	57,82	11,17	1,65	5,17
2.1	20 мин, t=170°C	34,74	31,64	22,14	53,78	11,48	1,43	4,68
2.2	30 мин, t=260°C	33,95	34,11	17,02	51,13	14,92	2,92	3,42
2.3	40 мин, t=280°C	32,80	36,87	20,73	57,60	9,60	1,78	6,00

* УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные; ССБ – смолы спирто-бензольные; Асф. – асфальтены

Результаты ИК спектрального анализа показывают (рис. 2), что в ходе микроволнового воздействия в нефтяном битуме резко выросла алифатичность, которая с увеличением времени воздействия плавно уменьшилась, но осталась на уровне выше исходной, о чем свидетельствуют значения спектральных показателей.

Среди явных отличительных особенностей в изменении количественных характеристик состава нефтяного битума можно выделить снижение содержания в нем серы с увеличением времени микроволновой обработки образцов. Также растет доля водорода, что обуславливает рост соотношения $H/C_{ар}$ при длительности его микроволновой обработки. При дальнейшей обработке идет повышение содержания в битуме углерода.

Из малакометрических свойств были исследованы пенетрация и температура размягчения – важнейшие эксплуатационные показатели битумных материалов, характеризующие их текучесть и температуру размягчения

[4,5]. Последний показатель характеризует теплостойкость битумов и переход из упругопластического реологического состояния в вязкое, которое характеризуется отсутствием пространственной структурной сетки. Эта температура также рассматривается как верхняя граница температурного интервала работоспособности товарных битумов.

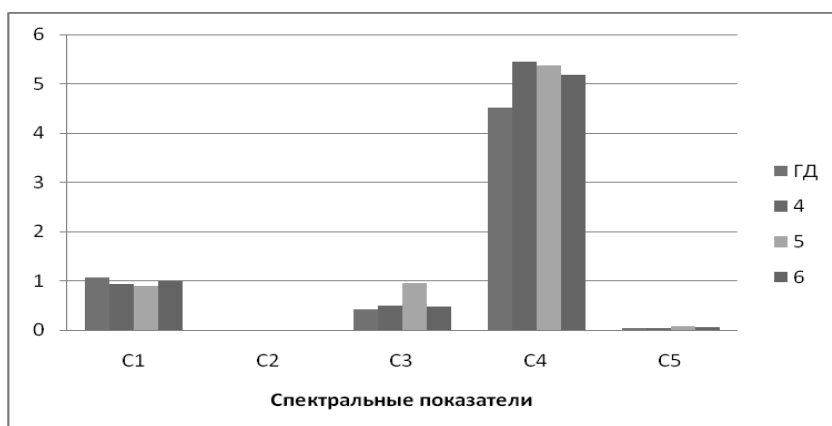


Рис. 2. Изменение спектральных показателей гудрона в зависимости от времени МВВ:

ГД - гудрон нефти (остаток выше 420°C); 4 – опыт 2.1 (20 мин. $t\ 160^{\circ}\text{C}$); 5 – опыт 2.2 (30 мин. $t\ 160^{\circ}\text{C}$); 6 - опыт 2.3 (40 мин, $t\ 280^{\circ}\text{C}$).

Введение асфальтита в деасфальтизат гудрона приводит к снижению значений его пенетрации, вследствие увеличения твердости битума (рис. 3). Температура размягчения битума с увеличением содержания асфальтита также увеличивается (рис. 4), что свидетельствует об образовании пространственной структурной сетки битума.

Сравнение показало, что компаундированный битум с 10% асфальтита соответствует по пенетрации дорожному битуму марок БНД 130/200 и БН 130/200, но не соответствует этим маркам по температуре размягчения. Битум с 20% асфальтита соответствует и по пенетрации и по температуре размягчения дорожному битуму марок БНД 90/130 и БН 90/130. Образец битума с 30% асфальтита отвечает требованиям ГОСТа всем маркам дорожных битумов только по температуре размягчения.

Исходя из зависимости, представленной на рис. 5, можно видеть, при 20 мин микроволнового воздействия на гудрон показатель глубины проникания иглы резко повышается (129 мм), но при более длительном воздействии (30 и 40 мин) происходит его уменьшение до уровня пенетрации 112 и 110 мм, соответственно. Можно полагать, что небольшая потеря твердости битума (опыт 2.1) связана с образованием более легких углеводородов, о чем свидетельствует увеличение содержания масел. Повышение твердости битума в опыте 2.2 можно объяснить более высоким содержанием в нем асфальтенов и перестройкой и упрочнением межмолекулярных связей.

Кроме того, с увеличением температуры и длительности эксперимента возможна потеря новообразованных легких фракций. Соответственно этому изменяется и температура размягчения (рис. 6).

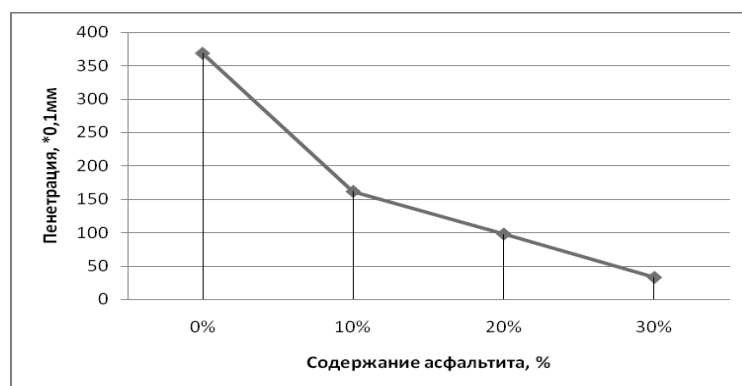


Рис. 3. Изменение показателя пенетрации деасфальтизата гудрона в зависимости от содержания в нем асфальтита.

Сопоставительный анализ дает информацию о том, что исходный гудрон ашальчинской нефти соответствует по пенетрации и температуре размягчения битуму марки БН 90/130. Образец, прошедший 20 мин микроволновой обработки аналогичен по пенетрации битумам марок БНД 90/130 и БН 90/130. Битум после 30 мин микроволнового воздействия характеризуется наилучшими малокометрическими свойствами и соответствует дорожным битумам марок БНД 90/130 и БН 90/130. В результате длительной микроволновой обработки (40 мин) получены битумы, подходящие по пенетрации к битумам марки БНД 90/130, а по пенетрации и температуре размягчения битумам марки БН 90/130.



Рис. 4. Изменение температуры размягчения деасфальтенизата гудрона в зависимости от содержания в нем асфальтита.

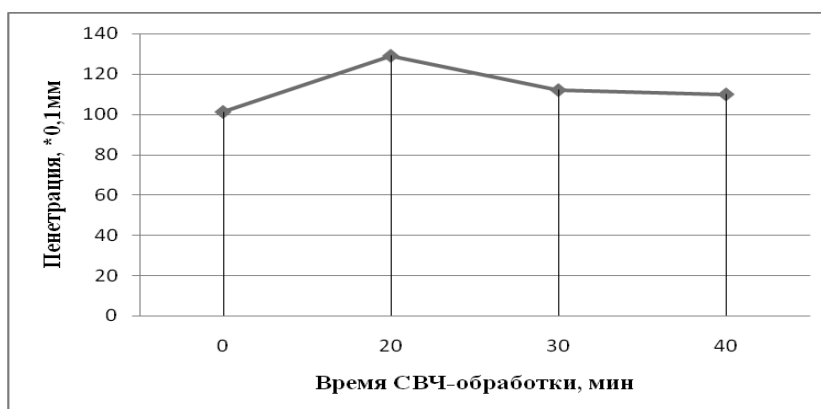


Рис. 5. Изменение пенетрации гудрона из ашальчинской нефти в зависимости от времени МВВ.

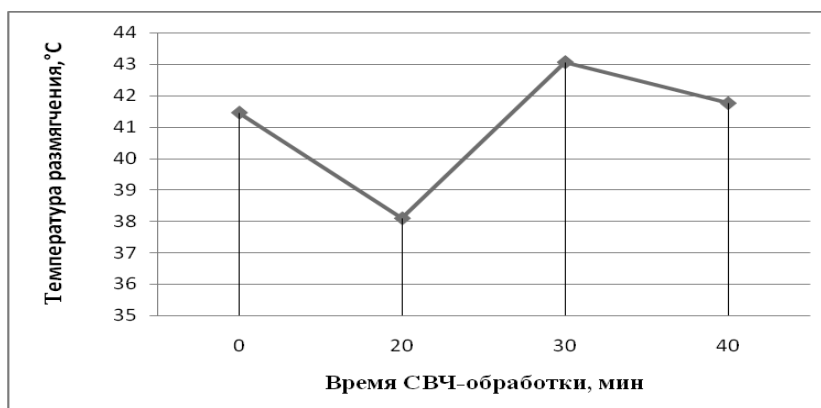


Рис. 6. Изменение температуры размягчения гудрона из ашальчинской нефти в зависимости от времени МВВ.

Таким образом, результаты проведенных исследований показали положительное влияние микроволнового воздействия на качество гудрона из тяжелой ашальчинской нефти, а также процессов компаундирования гудрона с природным асфальтитом, что подтверждает возможности получения качественных дорожных битумов на основе тяжелых нефтей и природных битумов из пермских отложений Татарстана.

Литература

1. Поконова Ю.В. Нефтяные битумы /Ю.В.Поконова. – СПб.: Синтез, 2005.- 154 с.
2. Розенталь Д.А. Битумы. Получение и способы модификации / Д.А. Розенталь, А.В. Березников, И.Н. Кудрявцева.– Л.: ЛТИ, 1979. – 80 с.
3. Грудников И.Б. Производство нефтяных битумов / И.Б. Грудников. – М.: Химия, 1983. – 192 с.

4. Колбановская А.С. Дорожные битумы / А.С. Колбановская, В.В. Михайлов. – М.: Транспорт, 1973. – 255 с.
5. Ахметова Р.С. Перспективы организации производства битумов высокого качества и возможности широкого использования остатков высокосернистых нефтей. Проблемы переработки высокосернистых нефтей. / Р.С. Ахметова. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1966. – 135 с.
6. Пути повышения качества окисленных битумов / А.Ф. Кемалов [и др.] // Тр. научно-практ. конф. «Тюменская нефть – вчера и сегодня, Тюмень, 1997 г.». Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 165–168.
7. Хойдберг А.Д. Битумные материалы. Асфальтены, смолы, пеки / А.Д. Хойдберг. – М.: Химия, 1974. – 247 с.
8. Получение битумов различных марок компаундированием гудрона с природным асфальтитом / Д.А. Розенталь [и др.] // Нефтехимия. – 2007. – № 4. – С. 6-7.
9. Шавшукова С.Ю. Интенсификация химических процессов воздействием микроволнового излучения: автореф. дис. канд. техн. наук / С.Ю. Шавшукова. – Уфа, 2003. – 24 с.
10. Саяхов Ф.Л. Применение электромагнитного воздействия при добыче высоковязких нефтей / Ф.Л. Саяхов, Р.У. Маганов, Л.А. Ковалева // Нефть и газ. – 1998. – № 1. – С. 35–39.
11. Якупов А.А. Интенсификация процесса термического пиролиза углеводородов с использованием микроволнового излучения / А.А. Якупов, А.М. Екимов, А.Ш. Зиятдинов и [др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 6. – С. 22–24.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛЛЕКТОРА КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ ТАТАРСКОГО СВОДА

Л.М. Ситдикова., Е.Ю. Сидорова

Казанский федеральный университет

Наличие погребенной коры выветривания кристаллического фундамента в пределах Волго-Уральской антеклизы было установлено при исследовании керна первых, вскрывших его скважин. Глубокое бурение в пределах восточной части Русской платформы позволило вести непосредственное изучение состава и геологических особенностей кристаллического фундамента. Древние коры выветривания – это специфическая геологическая формация, сформированная в верхнепротерозойское – нижнепалеозойское время, локализованная на границе кристаллического фундамента и осадочного чехла.

Коры выветривания могут являться источником формирования различных месторождений полезных ископаемых, таких как бурые железняки, магнезит, марганец, бокситы, каолины, апатиты, никелевые руды и др. Кроме того, формации кор выветривания могут являться местом аккумуляции нефти и газа, что связано с их коллекторско-фильтрационными и емкостными свойствами.

Промышленная нефтегазоносность кор выветривания установлена в пределах Северо-Американской, Африканской, Восточно-Европейской древних платформ, Западно-Сибирской провинции, на шельфе Вьетнама и других регионах. Погребенные коры выветривания являются одним из перспективных объектов поисков залежей нефти в кристаллическом фундаменте Южно-Татарского свода и древних платформ [3].

Примером нефтегазоносности коры выветривания кристаллических пород фундамента являются месторождения Западной Сибири, где породы кор выветривания совместно с неизменными породами кристаллического фундамента и перекрывающими их отложениями осадочного чехла являются единым резервуаром для нефтегазовых скоплений [2].

Данные изучения материалов по скважинам показывают, что в пределах Татарского свода кора выветривания имеет повсеместное распространение. Мощность профиля коры выветривания на возвышенных участках фундамента составляет около 1–2 м и обычно не превышает 5 м, а на его пониженных участках и на склонах выступов она иногда достигает 20–25 м. Это связано с тем, что в сводовых частях поднятий коры выветривания интенсивно размывались и до размыва, очевидно, имели большую мощность. В основном верхние горизонты коры выветривания оказались смытыми, и на довольно слабо измененных породах фундамента залегают терригенные отложения девона, а местами – рифея [4, 6].

По данным Лапинской Т.А. [4], в большинстве случаев коры выветривания фундамента отличаются хорошо выраженной вертикальной зональностью, что говорит об их хорошей проработанности и длительности формирования. В них довольно часто различается стадийность процессов выветривания, что позволяет выделить зоны, характеризующиеся определенной степенью разложения первичных пород и определенным минеральным составом.

Используя классификации Гинзбурга И.И. и Никитина К.К. [1, 5], можно выделить следующие зоны погребенных кор выветривания фундамента (снизу вверх): дезинтеграции (по классификации Никитина К.К. — просачивания), цементации, гидратации и выщелачивания, окисления (или наложенных процессов) и зона вторичной гидратации.

Эти зоны отражают различную степень измененности пород. Все вышеперечисленные зоны в профилях кор выветривания присутствуют не всегда, что связано с различной физико-климатической обстановкой формирования разновозрастных кор выветривания и интенсивностью их последующей эрозии.

Отдельные зоны кор выветривания Татарского свода являются пористой формацией и могут быть потенциальными коллекторами углеводородов. По данным исследований, наибольшими значениями коллекторских свойств характеризуются зона дезинтеграции – коллектора трещинного и микро трещинного типа и зона выщелачивания – коллектора трещинно-порового, канального типа [7, 8].

В пределах зоны дезинтеграции наблюдаются лишь начальные стадии выветривания. Гипергенные процессы развиты главным образом вдоль микротрещинок, пересекающих кристаллические породы (рис. 1). В этой зоне сохраняются первичные минералы кристаллических пород и продукты их глубинной переработки в условиях низкотемпературного регрессивного метаморфизма (хлорит, серицит, альбит, бастит, серпентин) и вместе с тем появляются гипергенные минералы (гидробиотит, гидрохлорит, гидрослюда, гидроокислы железа, каолинит).

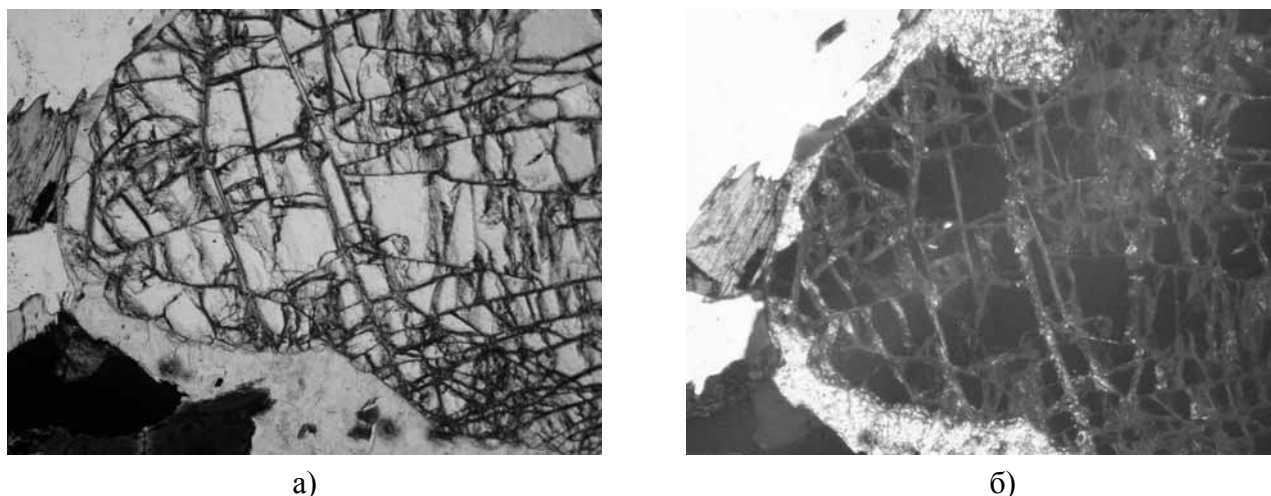


Рис 1. Биотит-гранатовый гнейс. Изменение граната по трещинам дробления. Акташская площадь. Сква. 21, обр. 131, инт. 1714,7-1720,4 м. Ув. 80х а) николи || б) николи + .

Образуются гипергенные сидерит и кальцит (рис. 2). Структуры кристаллических пород также в значительной мере сохраняются. Начинаются процессы хлоритизации, гидрослюдизации.

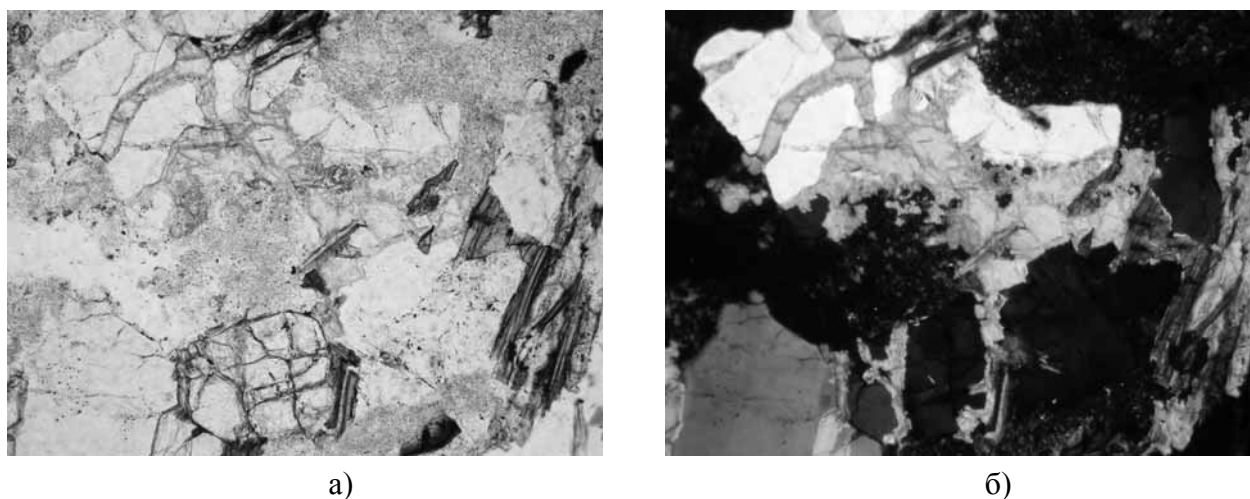


Рис. 2. Микроклиновый гнейс, сильно измененный. Крупный кристалл микроклина с ориентированными выделениями биотита в корродированной хлорит-гидрослюдистой массе. Участок карбонатизации. Елабужская площадь. Сква. 5, обр. 7, инт. 1629,0 м. Ув. 80х а) николи || б) николи + .

Зона дезинтеграции характеризуется наличием реликтовых зерен породообразующих минералов (плагиоклазы, пироксены) среди глинистой (гидрослюдисто-каолининовой, каолининовой) массы (рис. 3). Важно отметить появление пустотно-порового пространства, выполненного глинистым веществом (рис. 4).

Зона гидратации и выщелачивания сложена гипергенными минералами, среди которых преобладают гидрослюда, слабо выветрелые гидрохлориты и гидробиотит. Поверхностные воды в этой зоне обладали большей агрессивностью и поэтому, происходило интенсивное выщелачивание и гидратация минералов. В нижних горизонтах зоны еще содержится большое количество реликтовых минералов кристаллических пород. В верхней части зоны количество их заметно снижается. Слюда - биотит, мусковит, серицит, а также хлорит гидратируются и выщелачиваются, переходят

в гидробиотит, гидрохлорит, гидромусковит и гидрослюда. Происходит дальнейшая гидратация и выщелачивание гидрослюд с последующим гидролизом и образованием каолинита. Значительно изменяется структура пород, широко развиваются тонкозернистые, глинистые продукты выветривания, в которых располагаются реликтовые зерна, сохраняющие свою первоначальную ориентировку.

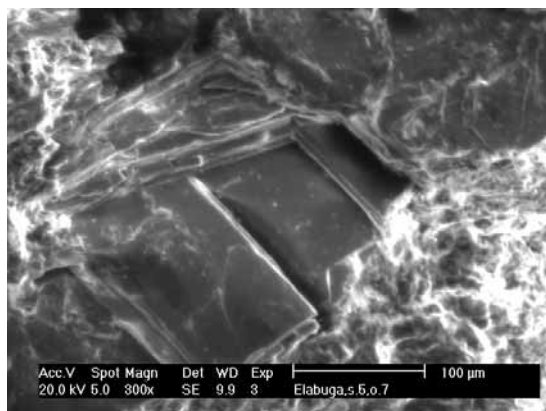


Рис. 3. Породообразующие минералы в каолиновой массе. Елабужская площадь. Скв. 5, обр. 7, инт. 1629,0 м. Ув. 300х.

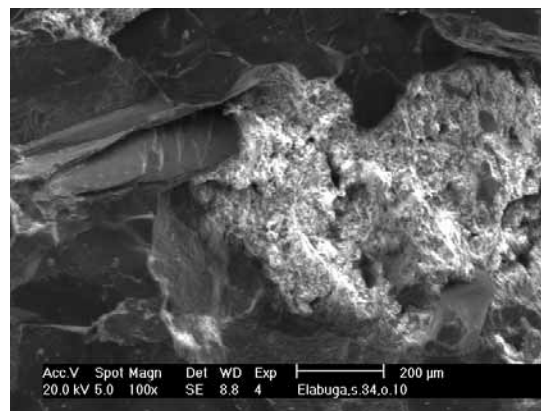


Рис. 4. Поровое пространство, выполненное каолинитом. Елабужская площадь. Скв. 34, обр.10, инт. 1732,9 м. Ув.100х.

Зерна кварца, даже сильно корродированные при выветривании, в течение длительного времени сохраняют каркас породы, обеспечивая хоть и небольшую межзерновую пористость. Появление в процессе выветривания новообразованных гидрослюд и каолинита способствует формированию микротрещинной емкости.

Данные рентгенофазовых исследований свидетельствуют о развитии трех основных типов глинистых минералов в породах кор выветривания Татарского свода: хлорита, гидрослюд, каолинита (рис. 5). В корях выветривания фундамента Татарского свода каолинит является преобладающим компонентом глинистого вещества. Необходимо отметить, что в верхней части профиля кор выветривания ряда скважин изученных площадей Татарского свода увеличивается процентное содержание каолинита по сравнению с хлоритом и гидрослюдой [9].

На основе изучения соотношений основных стабильных и метастабильных минеральных фаз: каолинита, гидрослюд и хлорита, выделяются следующие парагенетические ассоциации глинистых минералов коры выветривания фундамента Татарского свода: каолиновая, гидрослюдисто-каолиновая, хлорит-гидрослюдисто-каолиновая. Развита также сложная ассоциация смешанослойных фаз – смешанослойная слюда-сметит с соотношением слоев 70:30, образованная за счет более поздних наложенных гидротермальных низкотемпературных процессов (рис. 6). По результатам изучения смены ассоциаций глинистых минералов по разрезам скважин можно сделать вывод о зональном строении кор выветривания фундамента Татарского свода [7, 9].

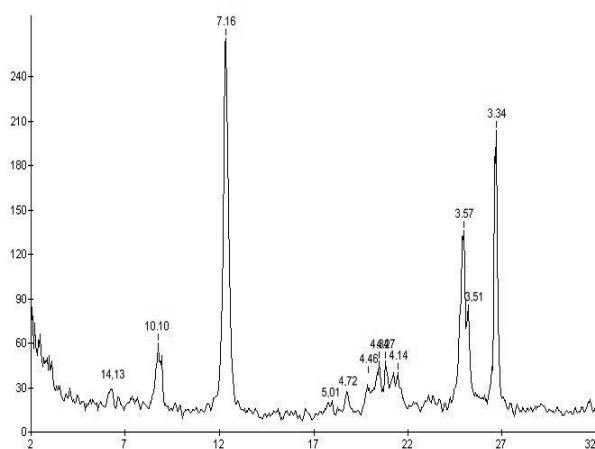


Рис. 5 Дифрактограмма ориентированного препарата. Воздушно-сухой. Хлорит-гидрослюдисто-каолиновая ассоциация. Акташская площадь. Скв. 21, обр. 5, инт. 1705,5-1707,7 м.

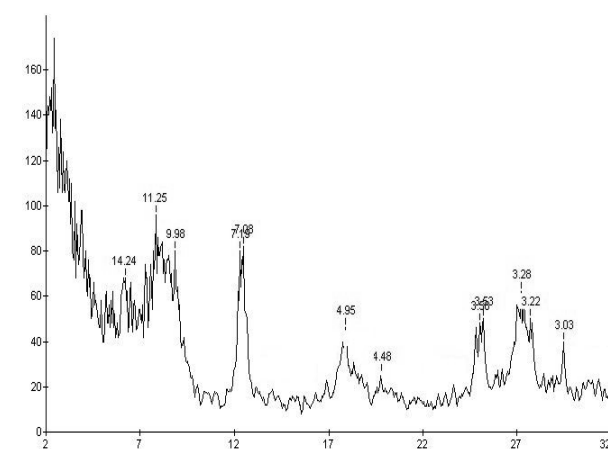


Рис. 6. Дифрактограмма ориентированного препарата. Воздушно-сухой. Хлорит-каолинит-смешанослойная ассоциация. Лениногорская площадь. Скв. 3543, обр. 7, инт. 1768,5-1774 м.

Большинство изученных разрезов, в общем, укладывается в один главный профиль выветривания – каолиновый, конечным продуктом которого является каолинит.

К корам выветривания приурочена также рудная минерализация, представленная в основном пиритом и гидроокислами железа, также установлено развитие тонкодисперсного золота в породах кор выветривания отдельных скважин.

Изучение условий локализации кор выветривания в пределах фундамента Татарстана, изучение их структурных особенностей и емкостных свойств [7, 8, 9], свидетельствует, что коры выветривания этого региона необходимо рассматривать как специфический потенциальный нефтегазоносный объект. Вследствие изменения порообразующих минералов, формирования глинистых минералов, увеличивается пустотно-поровое пространство пород, повышаются фильтрационно-емкостные характеристики пород, которые могут являться потенциальными коллекторскими зонами больших глубин.

В заключение следует отметить, что коры выветривания кристаллического фундамента в пределах Татарского свода вскрыты большинством глубоких скважин, но при этом изучены достаточно слабо. Крайне важно преодолеть недостаток внимания к исследованиям формаций кор выветривания Татарского свода прошлых лет, так как они могут на сегодняшний день являть потенциальными коллекторскими зонами больших глубин.

Литература

1. Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявления и классификация./Сб.: «Кора выветривания», выпуск 6. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1963. – 320 с.
2. Журавлев Е.Г. Нефтегазоносность фундамента древних и молодых платформ./Статья в сб.: «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М.: Издательство РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 87–88 с.
3. Лапинская Т.А., Попова Л.П. Коллектора кор выветривания фундамента древних платформ./Статья в сб.: «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М.: Издательство РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 265–266 с.
4. Лапинская Т.А., Журавлев Е.Г. Погребенная кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефтеносной провинции и ее геологическое значение. – М.: «Недра», 1967. – 174 с.
5. Никитин К.К. Классификация кор выветривания и связанные с ними месторождения полезных ископаемых. Сборник «Кора выветривания», выпуск 10. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1968. – 312 с.
6. Ситдиков Б.С. Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. – Казань: Изд-во КГУ, 1968. – 436 с.
7. Ситдикова Л.М. Потенциальные коллекторские зоны глубоких горизонтов Татарского свода./Сб.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Том 2 «Стратиграфия, общая геология, региональный прогноз». – С. Петербург: Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С.296-297.
8. Ситдикова Л.М. Минералого-геохимическая инверсия профиля погребенных кор выветривания зоны Камских разломов Республики Татарстан./Сб.: «Геология и современность». – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – С.123–124.
9. Ситдикова Л.М. Коровая формация фундамента древних платформ – перспективный объект на поиски месторождений углеводородного сырья./Сб.: «Всероссийского съезда геологов и научно-практической конференции «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века» (3-7 октября 2000 г.). – С.-Петербург, 2000.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДАНЫМ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ СЪЕМОК

З.М.Слепак

Казанский федеральный университет

Достоверность прогнозирования особенностей геологического строения нефтяных месторождений по гравиметрическим данным в значительной степени зависит от масштабов и погрешностей гравиметрических съемок. Геологическая интерпретация гравитационных аномалий с целью их выявления впервые стала проводиться в 50-х годах минувшего столетия по данным площадных мелкомасштабных съемок (1:200 000, 1:100 000). Результаты интерпретации таких данных показали, что для решения задач нефтяной геологии необходимо повышение точности гравиметрических измерений. Начиная с 60-х годов стали проводиться крупномасштабные профильно-площадные съемки (1:50 000, 1:25 000) и высокоточные гравиметрические наблюдения вдоль отдельных профилей. Они позволили на порядок повысить достоверность измерений аномалий силы тяжести. Но, к сожалению, и это мало изменило ситуацию, поскольку теория интерпретации потенциальных полей в эти годы лишь начинала развиваться и разрабатываемые новые способы решения прямых и обратных задач гравиразведки, создаваемые в научных организациях, в производственных подразделениях не использовались. Геологическая интерпретация результатов съемок сводилась лишь к качественному истолкованию трансформированных полей и так называемым «прямым поискам» нефтяных месторождений, которые до сих пор, приняв новые формы компьютерной обработки, применяются в производственных подразделениях. Опробование таких результатов данными бурения, полученных

устаревшими, физико-геологически необоснованными способами, показало низкую эффективность гравиразведки и способствовало дискредитации метода.

В то же время, появление новых данных о геологическом строении земной коры, изучение ее плотностных особенностей и применение современных компьютерных технологий обработки и интерпретации гравитационного поля открыло новые возможности для повышения эффективности гравиразведки при изучении геологического строения нефтяных месторождений [1,2].

Детальное исследование плотностных неоднородностей земной коры позволило автору выявить основные закономерные особенности их изменчивости в пределах осадочного чехла и кристаллического фундамента. Они заключаются в следующем.

1. В пределах нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм закономерно проявляется разуплотнение (уплотнение) пород, которое может прослеживаться по всему разрезу осадочного чехла и продолжаться в кристаллическом фундаменте. 2. Изменчивость плотностей с глубиной в осадочном чехле и фундаменте проявляется по-разному и на отдельных участках плотность может возрастать, уменьшаться или сохранять относительное постоянство. 3. В пределах границ между литолого-фациальными комплексами и пачками пород постоянства аномальных изменений плотностей часто не наблюдается, а в ряде случаев такие изменения могут полностью отсутствовать. 4. Блоковое строение кристаллического фундамента, наличие зон разломов, разуплотнения и уплотнения пород проявляется в земной коре латеральной изменчивостью плотностей. Установление этих особенностей изменчивости плотностей в земной коре позволило констатировать, что их латеральная изменчивость, закономерно проявляемая на участках локальных структурных форм осадочного чехла и в блоковом строении кристаллического фундамента, должна создавать основные аномалиеобразующие массы, отображающиеся наиболее интенсивными локальными изменениями гравитационного поля. Отсюда становится очевидным, что при изучении геологического строения нефтяных месторождений гравиразведка должна быть нацелена на выявление и интерпретацию аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей в осадочном чехле и в кристаллическом основании.

Известно, что в гравитационном поле отображается притяжение различных масс в земной коре, зависящее только от одного физического параметра пород – плотности. Это, в отличие от других геофизических методов, позволяет получать однозначные решения прямых задач для физико-геологических моделей любой сложности и способствует более надежному решению обратных задач с оценкой их достоверности.

Решение прямых задач с целью определения возможного гравитационного влияния, создаваемого плотностными неоднородностями на участках нефтяных месторождений, позволило установить, что 90% из всех составляющих приходится на долю латеральной изменчивости плотностей, а влияние других факторов (плотностных границ, нефтяных залежей и др.) составляет лишь 10% и оно практически сливается с фоновой составляющей поля. Это послужило обоснованием для разработки методики решения обратных задач, нацеленных на выявление аномальных изменений гравитационного поля, обусловливаемых латеральной изменчивостью плотностей, и рассматривать модель земной коры, как двухслойную, состоящую из осадочного чехла и кристаллического основания. Интерпретация первого верхнего слоя позволила изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм и осуществлять их прогнозирование, второго слоя – выявлять блоковое строение кристаллического фундамента, зоны разломов и разуплотнения пород [1,2].

Проведение целенаправленных высокоточных гравиметрических измерений на участках изученных бурением структурных форм различного типа в пределах Волго-Уральского региона позволило установить, что интенсивность локальных аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей на участках структурных форм, на порядок превосходит локальные изменения поля, обусловленные плотностными границами и нефтяными залежами. Она уверенно проявляется в гравитационном поле, может характеризоваться интенсивностью до 1 – 2 миллигал и является основным поисковым признаком наличия структур и нефтяных месторождений на глубине. Локальные минимумы силы тяжести подобной интенсивности, создаваемые латеральным разуплотнением пород, прослеживаются на участках структурных поднятий различных морфолого-генетических типов [2].

На основе установления закономерных особенностей изменчивости плотностей в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте, решения прямых задач и создания оптимальной двухслойной модели земной коры автором разработана эффективная методика решения обратных задач, позволяющая изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений - методика гравитационного моделирования. Она основана на слоисто-зональной модели земной коры и заключается в создании плотностных моделей геологических сред непосредственно по аномалиям Буге без предварительного исключения региональной составляющей поля, при котором создаются значительные погрешности. В отличие от других методов, методика гравитационного моделирования позволяет решать обратные задачи на количественном уровне - осуществлять построение интерпретационных моделей с характеристиками латеральной изменчивости плотностей, отражающих особенности геологического строения нефтяных месторождений: локальных структурных форм, зон разгрузки подземных вод и разуплотнения пород над разломами фундамента и пр. Важное значение для изучения геологического строения нефтяных месторождений представляют результаты гравитационного моделирования вдоль региональных профилей, позволяющие изучать блоковую структуру консолидированной земной коры, отображаемую на глубинных разрезах.

Методика гравитационного моделирования характеризуется высокой эффективностью при обработке гравиметрических данных в двухмерном варианте. Трехмерное решение обратной задачи требует проведения дорогостоящих площадных высокоточных гравиметрических съемок по регулярной сети пунктов измерений, стоимость которых приближается к затратам на проведение сейсморазведки 3Д-методом. Значительно увеличивается и время на обработку данных. При этом, как показала практика, одновременно возрастает и неоднозначность решения обратной задачи, поскольку на карте аномалий Буге, построенной по изоаномалам равных значений силы тяжести, поле становится более сглаженным. В отличие от карт, в гравитационном поле, построенном непосредственно по высокоточным гравиметрическим измерениям вдоль отдельных профилей, его локальные особенности, связанные с объектами поисков, отображаются более четко (рис.1). С учетом этой особенности более четкого отображения в гравитационном поле латеральной изменчивости плотностей на участках локальных структурных форм осадочного чехла была разработана методика гравитационного моделирования и решения обратных задач по результатам высокоточных измерений вдоль профилей. Она успешно применяется при изучении геологического строения нефтяных месторождений на различных этапах геологоразведочных работ и позволяет решать конкретные задачи.

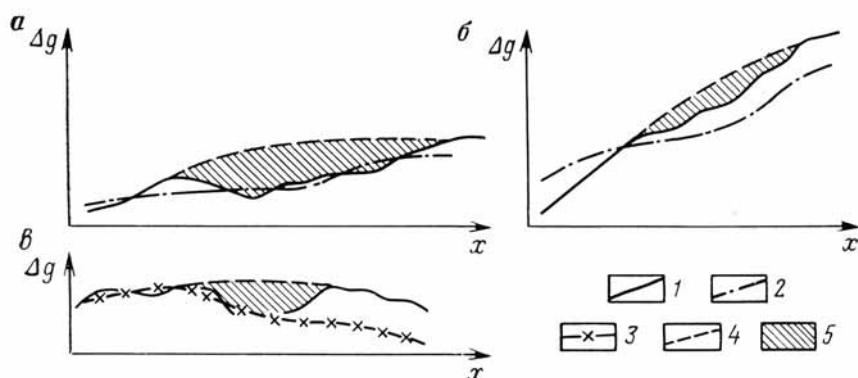


Рис. 1. Примеры сопоставления аномалий силы тяжести над нефтеносными структурами при съемках различной точности

Структуры: а — Ямашинская, б — Герасимовская, в — Крым-Сарайская; кривые силы тяжести: 1 — по высокоточным гравиметрическим измерениям, 2 — по данным измерений с точностью $0,2 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$, 3 — по данным измерений с точностью $0,4 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$; 4 — региональный фон; 5 — локальный минимум, выявленный по высокоточным гравиметрическим измерениям

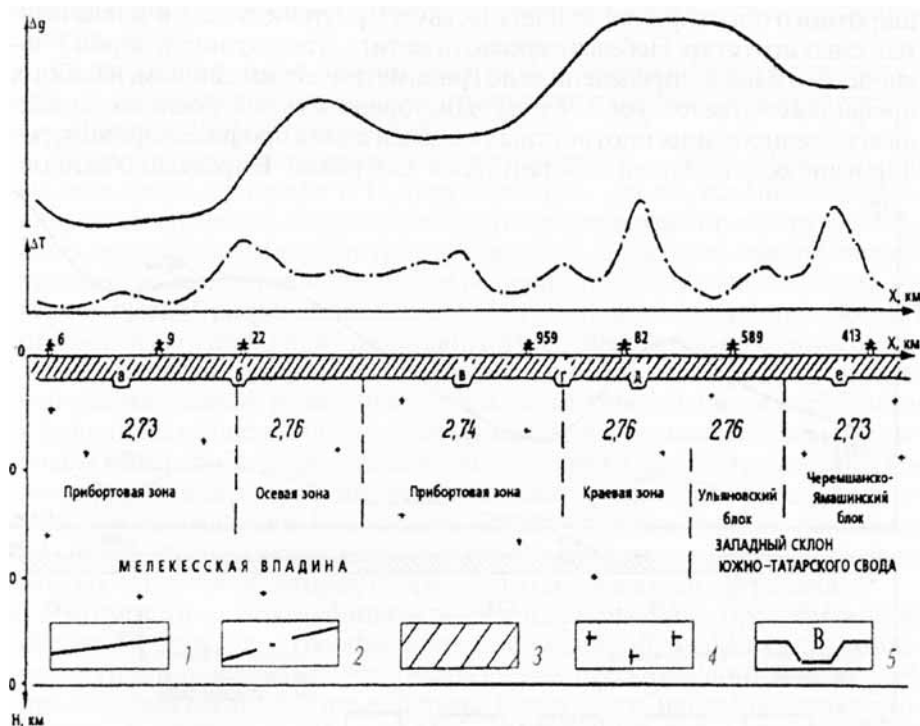


Рис. 2. Схематический глубинный разрез по региональному профилю I. 1 — аномалии силы тяжести в редукции Буге; 2 — аномалия геомагнитного поля; 3 — осадочный чехол; 4 — консолидированная кора; 5 — прогибы по поверхности фундамента: а — Большеполянский, б — Алькеевский, в — Степноозерский, г — Краснополянский, д — Киязлинский, е — Амировский

На начальном и поисковом этапах осуществляется построение плотностных моделей и глубинных разрезов земной коры вдоль региональных профилей по результатам решения обратных задач и использования априорной геологической информации. Решается задача изучения строения и структуры консолидированной земной коры, выделения блоков кристаллического фундамента и разделяющих их разломов, к которым в вышележащем осадочном комплексе могут быть приурочены локальные структурные формы. Выделяются участки для постановки детальных геофизических работ и прогнозирования возможных скоплений углеводородов. На схематическом глубинном разрезе вдоль регионального профиля, пересекающего Мелекесскую впадину и западный склон Южно-Татарского свода в широтном направлении (рис.2), значения средней плотности Ульяновского блока (2.76 г/см^3) практически совпадают со средними значениями (2.77 г/см^3), полученными по керну из 4-х глубоких скважин [2].

На поисковом и разведочном этапах по данным профильных высокоточных гравиметрических измерений осуществляется прогнозирование структурных форм в осадочном комплексе, перспективных на скопление углеводородов. Выявляются локальные аномалии определенных типов, присущие структурным формам, и по результатам решения обратных задач осуществляется построение физико-геологических моделей с отображением латеральной изменчивости плотностей, достоверность которой может быть проконтролирована по определениям плотностей по керну и промыслово-геофизическим данным (рис.3).

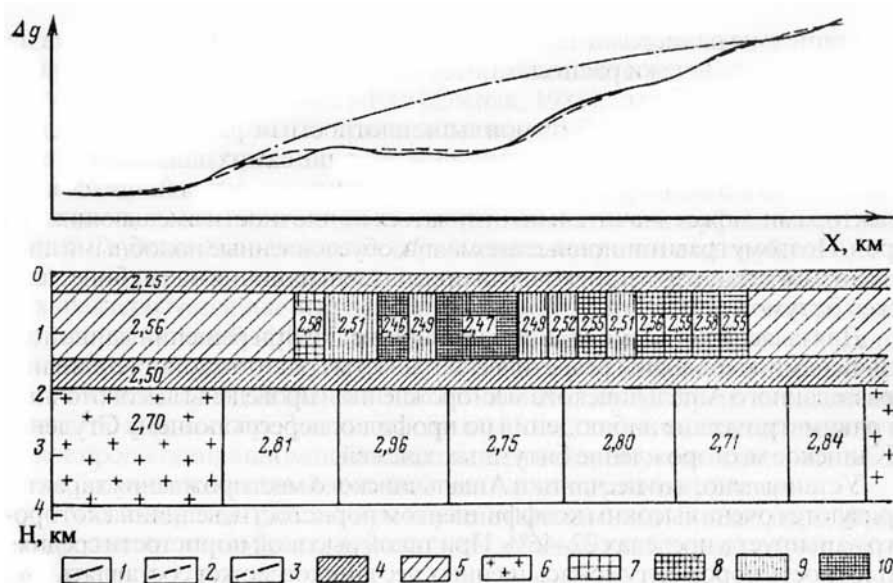


Рис. 3. Физико-геологическая интерпретационная модель разреза по профилю скважин 231–140. 1 – наблюдаемая аномалия силы тяжести; 2 – теоретическая (подобранная) аномалия; 3 – региональный фон локального минимума; породы: 4 – терригенные, 5 – карбонатные, 6 – кристаллического фундамента; 7 – с пористостью 4–6%, 8 – с пористостью 6–8%, 9 – с пористостью 8–10%, 10 – с пористостью более 10% (цифры на модели – значения плотности, г/см^3)

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что аномальное гравитационное поле в исследуемом регионе в основном создается латеральной изменчивостью плотностей, закономерно проявляющейся в блоковом строении консолидированной земной коры и на участках локальных структурных форм в осадочном комплексе. Гравитационное влияние плотностных поверхностей и нефтегазовых залежей слабо отражается в локальной изменчивости поля и практически сливается с его фоновой составляющей, обусловленной глубоко залегающими массами. Поэтому гравиметрический метод позволяет изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений лишь на основе выявления латеральной изменчивости плотностей в земной коре. Он является структурным методом, основанным на выявлении гравитационного влияния, создаваемого латеральной изменчивостью плотностей на участках локальных структурных форм, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа. Для их успешного прогнозирования необходима целенаправленная постановка высокоточных гравиметрических профильно-площадных и профильных измерений, позволяющих выявлять локальные аномальные изменения поля определенных типов, и осуществлять на основе решения обратных задач построение плотностных моделей объектов поисков.

В отличие от методики гравитационного моделирования, позволяющей решать обратные задачи на количественном уровне, изучение геологического строения нефтяных месторождений по крупномасштабным гравиметрическим картам возможно лишь на качественном уровне и требует дополнительного проведения профильных высокоточных гравиметрических измерений на прогнозируемых перспективных участках.

Литература

1. Слепак З.М. Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. – М.: Недра, 1989. – 200 с.
2. Слепак З.М. Плотностные особенности осадочных толщ и их использование при интерпретации гравитационных аномалий // Физика Земли. – 1999. – №3. – С. 45–51.
3. Слепак З.М. Гравиразведка в нефтяной геологии. – Казань.: Изд-во Казанского университета, 2005. – 222 с.

ФИЗИЧЕСКОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МНОГОФАЗНОГО ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ В КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ

О.С. Сотников, К.М. Мусин

ТатНИПИнефть

Знание законов движения флюидов в емкостном пространстве пород-коллекторов позволяет эффективно регулировать процессы разработки месторождения, прогнозировать объемы добываемых жидкостей, а также определять зоны скопления остаточных запасов нефти. В настоящее время одним из основных инструментов изучения процессов совместного движения флюидов в породах-коллекторах являются лабораторные эксперименты по моделированию вытеснения нефти в образцах керна. При помощи данных экспериментов можно смоделировать самые разнообразные процессы разработки месторождений и одновременно определить наиболее важные параметры, которые в дальнейшем могут быть использованы при подсчете запасов, создании гидродинамических моделей месторождений и для принятия решений об эффективности той или иной технологии воздействия на пласты. Одними из важнейших параметров, получаемых в результате экспериментов по вытеснению нефти являются коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность и функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности флюидами.

В настоящее время методы экспериментального изучения процессов многофазного движения флюидов в породах-коллекторах переживают стремительное развитие. Существует современное оборудование с высокой точностью измерений и возможностью моделировать пластовые условия. Такой установкой является AFS-300 производства фирмы Core Laboratories (США). Для обработки результатов экспериментов широко используются методы математического моделирования, которые реализованы в современных специализированных программных пакетах (например, «Sendra» компании «Weatherford Consultants AG»).

Наиболее современным подходом к получению данных об ОФП является метод, впервые предложенный американскими учеными Арчером и Вонгом, который заключается в следующем. По результатам эксперимента получают экспериментальные данные, которые чаще всего включают в себя давление и объемы вытесняемых из образцов керна флюидов. Создается специализированная гидродинамическая модель, представляющая образец керна и в которой численно моделируется процесс проведения эксперимента. Затем путем изменения различных параметров модели, таких как ОФП, капиллярное давление и т.д., данные моделирования адаптируются к экспериментальным данным. Обычно адаптация производится автоматически при помощи специальных программ, реализующих алгоритмы, основанные на методе наименьших квадратов. Процесс расчета останавливается, как только достигается наименьшая ошибка между результатами численного моделирования и экспериментальными данными. В результате процесса адаптации получают ОФП, капиллярное давление и другие параметры, которые наилучшим образом соответствуют полученным экспериментальным данным.

Нами была создана компьютерная программа, включающая специализированную гидродинамическую модель и модуль адаптации. Данная программа использовалась для обработки данных экспериментов по вытеснению нефти водой на образцах керна, отобранных из продуктивных отложений месторождений Республики Татарстан. Во время экспериментов соблюдалось подобие по пластовому, горному давлению и температуре. Всего было сделано 65 определений функций ОФП.

При обработке экспериментальных данных ОФП определялись в виде экспоненциальных функций, заданных следующим образом:

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\varepsilon_w} \quad k_{ro} = k_{ro}^0 \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\varepsilon_o}, \quad (1)$$

где k_{rw} – ОФП по воде, д.ед.; k_{ro} – ОФП по нефти, д.ед.; S_w – значение водонасыщенности, д.ед.; S_{wi} – величина связанной водонасыщенности, д.ед.; S_{or} – величина остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; k_{rw}^0 – значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.; k_{ro}^0 – значение ОФП по нефти при связанной водонасыщенности, д.ед.; $\varepsilon_w, \varepsilon_o$ – показатели экспонент.

На основе определенных данных впервые установлены зависимости параметров ε_w и ε_o функций ОФП от комплексной величины, учитывающей свойства пород и пластовых флюидов. Эти зависимости имеют следующий вид:

Для терригенных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = -0,0616 \cdot \lg(\chi) + 0,2234 \quad (2a)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0,1029 \cdot \lg(\chi) + 0,4098 \quad (2б)$$

Для карбонатных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = 0,0552 \cdot \lg(\chi) + 0,3117 \quad (3a)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0,2011 \cdot \lg(\chi) + 0,352 \quad (3б)$$

где $\chi = k/(\varphi \cdot \mu_o)$ – комплексный параметр; k – коэффициент проницаемости коллектора по газу, 10^{-3} мкм²; φ – коэффициент пористости, %; μ_o – величина динамической вязкости нефти, мПа·с.

Используя заранее известные значения связанной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности для определенного типа пород, а также показатели экспонент, вычисленные по формулам (2) и (3), можно при помощи формулы (1) получить приблизительные данные об ОФП. Эти функции могут быть применены на начальных этапах создания гидродинамической модели месторождения, когда достоверная информация о свойствах продуктивных пород еще недоступна.

Однако не все эксперименты по вытеснению нефти могут быть обработаны при помощи указанной методики. В случае, если емкостное пространство породы имеет развитую систему трещин или осложнено кавернами, то при помощи предложенной методики невозможно адаптировать численную модель к экспериментальным данным. Причиной этому являются допущения, сделанные при формулировке математической модели. Так, порода-коллектор, состоящая из пор, поровых каналов и твердого скелета, представляется как непрерывный континуум, каждой точке которого присваиваются определенные свойства (пористость, проницаемость и т.д.). Таким образом, различные типы пород – поровые и трещиноватые, моделируются одинаково. Единственное, что может их отличать – это различие в свойствах. При этом очевидно, что микропроцессы, происходящие в поровых и трещиноватых коллекторах существенно отличаются друг от друга. В этом, вероятнее всего, кроется причина неработоспособности вышеописанного метода.

Для расчета ОФП сложнопостроенных трещиноватых коллекторов нами был предложен метод, основанный на численном микромоделировании вытеснения нефти водой. Микромодель трещиноватого коллектора представляет собой сеть каналов (трещин). Одни из них ориентированы вдоль направления течения жидкостей, другие – перпендикулярно движению жидкостей. Параметры системы, такие как плотность распределения трещин, их разветвленность и т.д. задаются с помощью функций распределения. В системе трещин при помощи численных методов моделируется вытеснение нефти водой. При этом производится расчет средней насыщенности модели, фазовых проницаемостей по флюидам, объемов вытесненных флюидов и перепадов давлений в системе. Эти данные можно сравнивать с результатами экспериментов и проводить адаптацию модели. Таким образом, смысл расчета ОФП также заключается в адаптации модели к экспериментальным данным. Однако в данном случае вместо общепринятой математической модели совместного многофазного движения флюидов используется микромодель, в которой можно смоделировать самую разнообразную структуру трещиноватого коллектора.

Нами создавалась программа, реализующая численную модель трещиноватого коллектора [1]. С использованием данной программы был обработан эксперимент по вытеснению нефти водой из образца карбонатной породы с наличием макротрещины. Результаты адаптации модели к экспериментальным данным и функции ОФП приведены на рис. 1.

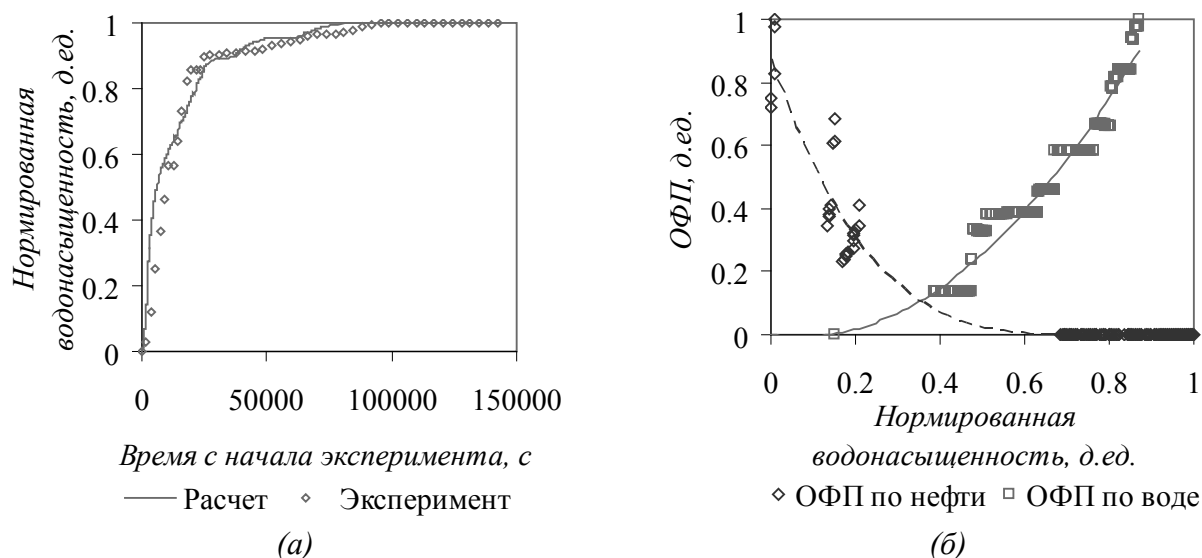


Рис. 1. Сравнение экспериментальной и модельной динамики водонасыщенности (а) и результаты расчетов функций ОФП (б).

Данные об ОФП, полученные при помощи этого метода, могут быть использованы при создании гидродинамических моделей месторождений, состоящих из трещиноватых коллекторов.

В последнее время активно вводятся в разработку месторождения высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов. Для эффективной выработки запасов таких месторождений необходимо применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Возникает необходимость в моделировании процессов теплового воздействия на пласт, что, в свою очередь, подразумевает потребность в функциях ОФП для этих моделей. Функции ОФП, необходимые в качестве исходных данных для тепловых моделей, имеют дополнительную особенность – они должны определяться в зависимости от температуры.

При необходимости определения ОФП для разных температур должна проводиться целая серия экспериментов – по одному для каждого значения температуры, что делает определение ОФП для разных температур очень трудоемким и продолжительным, так как длительность серии экспериментов складывается из количества времени, которое занимает проведение всех экспериментов и подготовительных операций.

Для сокращения длительности эксперимента по определению ОФП при разных температурах был предложен следующий метод физического моделирования [2]. Опыт начинается при заданной начальной температуре. При этой температуре через образец исследуемой пористой среды прокачивается необходимое количество вытесняющего агента. После этого процесс останавливается, температура эксперимента повышается, и процесс закачки восстанавливается. Такое ступенчатое повышение температуры повторяется необходимое количество раз до достижения требуемой максимальной температуры. Также предложена методика расчета функций ОФП по результатам вытеснения со ступенчатым повышением температуры.

Этот метод опробован на эксперименте с моделью из несцементированного песчаника Ашальчинского месторождения. Результаты определения кривых ОФП в системе «ВВН-вода» приведены на рис. 2.

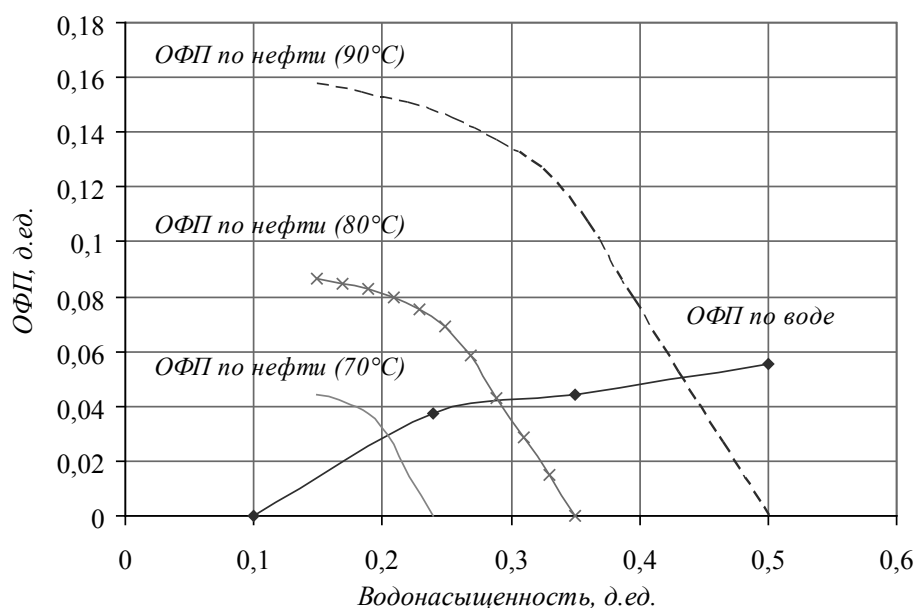


Рис. 2. Функции ОФП для разных температур.

В результате проведенных расчетов и с использованием данных других исследователей построены зависимости ОФП по воде и нефти в концевых точках и остаточной нефтенасыщенности от температуры (рис. 3).

Таким образом, величина остаточной нефтенасыщенности с ростом температуры снижается от 75% при 70 °С до примерно 10% при 200 °С. Результаты проведенных экспериментов и расчетов могут быть использованы при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей на территории РТ, а также для оценки эффективности теплового воздействия на пласт.

Отдельным вопросом стоит проблема применения зависимостей ОФП от насыщенности при создании гидродинамических моделей месторождений. Часто складывается ситуация, когда сильная неоднородность коллектора ведет к построению гидродинамической модели с очень большим количеством ячеек. Расчет такой модели имеющимися вычислительными мощностями зачастую невозможен. Поэтому прибегают к укрупнению ячеек модели (upscaling), когда несколько ячеек модели объединяются в одну. При этом свойства объединяемых ячеек, включая и зависимости ОФП от насыщенности, должны быть также усреднены. Многие из существующих методов расчета усредненных или модифицированных ОФП основаны на гидродинамическом моделировании и сложны в применении. В связи с этим нами был предложен метод расчета модифицированных ОФП для одного из наиболее практически важных случаев неоднородности – слоисто-неоднородного пласта, представленного чередованием двух типов коллекторов. Получены зависимости для расчета модифицированных ОФП [3]. Проверка предложенного

метода на простых гидродинамических моделях показала, что метод обладает высокой точностью в случае, когда коллекторы в разрезе пласта отличаются по проницаемости в два раза.

В заключение следует отметить, что необходимо продолжить совершенствование экспериментальных методов моделирования разнообразных процессов разработки месторождений углеводородов. При этом следует продолжить внедрение современных математических методов для обработки результатов экспериментов, что позволит получать дополнительные данные о характере моделируемого процесса.

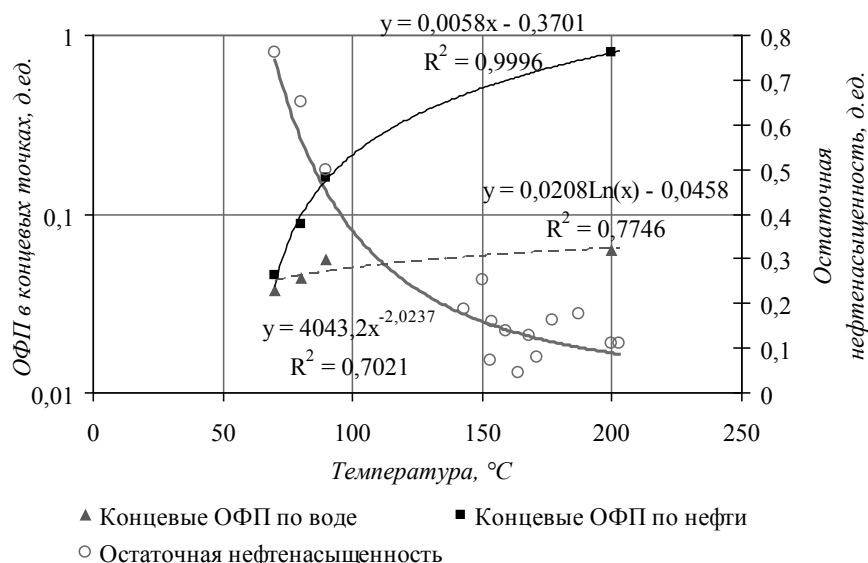


Рис. 3. Зависимости остаточной нефтенасыщенности и ОФП по воде и нефти в конечных точках от температуры

Литература

1. Сотников О.С., Мусин К.М. Расчет фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватого коллектора с использованием сеточных моделей [Текст] // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – №5. – С. 49–56.
2. Мусин К.М., Сотников О.С. Учет температурной зависимости фазовых проницаемостей при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №7. – С. 8–11.
3. Мусин К.М., Сотников О.С. Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей [Текст] / Мусин К.М., Сотников О.С. // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 11–15.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ООО УК «ШЕШМАОЙЛ»

Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин, Э.Г. Шакиров, М.Р. Якубов¹

Управляющая компания «Шешмаойл»

¹Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казань

Для основных добывающих предприятий УК «Шешмаойл» особенности состава добываемых нефтей (пониженное содержание легких фракций наряду с повышенным содержанием асфальтенов и смол) предопределяют неизбежность их повышенной вязкости (табл. 1). Главные проблемы связаны со структурой запасов, которые характеризуются как трудноизвлекаемые, что объективно приводит к повышению затрат на добычу и подготовку единицы продукции. Месторождения характеризуются как малоэффективные, для которых кроме высокой вязкости нефти присутствует весь набор проблемных факторов - низкое начальное пластовое давление, маломощность продуктивных горизонтов, высокая доля карбонатных коллекторов, сложное геологическое строение залежей (эрозионные врезы и мелкие залежи). Соответственно в зависимости от осознания уровня возможности устранения или минимизации влияния вышеперечисленных негативных факторов можно рассчитывать на успешность повышения рентабельности производственных процессов на различных уровнях.

В первую очередь, необходимо определить основные мероприятия, к числу которых в подобных случаях традиционно относятся: сохранение потенциальной продуктивности горизонтов при вскрытии, поддержание пластового давления, совершенствование методов ОПЗ и ПНП (особенно в карбонатных коллекторах), мониторинг скважин с совместной эксплуатацией в процессе разработки, а также до и после применения методов ОПЗ и ПНП.

Таблица 1

**Свойства и компонентный состав нефтей по основным продуктивным горизонтам в карбонатных отложениях
Северного и Летнего месторождений**

№ скв., продуктивные горизонты	Плотность, г/см ³	Вязкость, мм ² /с	Содержание, мас. %				
			фракции до 200°С	масла (углеводороды)	смолы	асфаль- тены	парафины
3240 верейский	0,9009	154	10,3	61,3	22,2	4,3	1,9
3436 башкирский	0,9278	423	9,3	50,6	27,6	11,8	0,7
3552 турнейский	0,9176	324	9,7	48,5	29,8	8,6	3,4

Не вдаваясь в детализацию процессов бурения, можно констатировать негативное воздействие обычных глинистых буровых растворов на состояние призабойной зоны скважины. Поскольку пласты зачастую и так являются малопродуктивными, необходим отказ от глины с использованием альтернативных составляющих компонентов растворов для вскрытия, позволяющих сохранить хотя бы начальный уровень проницаемости. В данном направлении проведен анализ имеющейся информации и дополнительные экспериментальные исследования, в результате чего разработан и опробован композиционный состав «Нафта-Униглисойл», являющийся основой безглинистых буровых растворов. Компоненты в составе химреагента «Нафта-Униглисойл» проявляют высокую смазывающую способность, обеспечивают поглощение воды, что позволяет существенно уменьшить ее адсорбцию на глинистых частицах, а также обеспечивают оптимальные реологические характеристики бурового раствора.

Предварительную оценку эффективности применения буровых растворов на основе «Нафта-Униглисойл» при вскрытии продуктивного пласта Краснооктябрьского месторождения произвели на основании сопоставления дебитов скважин пробуренных на глинистом буровом растворе (МФБР), расположенных на тех же кустовых площадках, эксплуатирующие общие горизонты и выбранных в качестве базовых для предварительной оценки применения технологии.

Скважины №№ 9732, 9734 пробурены с применением СПБР и вскрыты на продуктивные отложения тульско-бобриковского горизонта нижнего карбона, скважина №9736 (базовая) пробурена на МФБР в однотипных горно-геологических условиях. Средний дебит скважин по нефти пробуренных с применением «Нафта-Униглисойл» составляет 6,1 т/с, что в 5,9 раза превышает дебит по базовой 1,03 т/сут.

Скважины № 9735, № 9743 пробурены с применением «Нафта-Униглисойл» и вскрыты на отложения верейского и башкирского горизонта среднего карбона, скважина № 9742 (базовая) пробурена на МФБР в однотипных горно-геологических условиях. Средний дебит скважин по нефти пробуренных применением «Нафта-Униглисойл» составляет 3,9 т/сут, что почти в 2,5 раза превышает дебит по базовой 1,6 т/сут.

Снижение вязкости нефтей асфальто-смолистого типа может быть достигнуто нагревом или добавлением легких (или менее вязких) углеводородных фракций (растворителей). Очевидно, что пока можно говорить только о нагреве и (или) добавлении растворителей только на уровне призабойной зоны, ствола скважины и системы нефтесбора. В данном направлении разработан композиционный углеводородный растворитель с добавлением ПАВ, позволяющий эффективно снижать вязкость нефти (табл. 2) и растворять асфальтено-смолистые отложения. Растворитель зарегистрирован под маркой «КУ АСПО» и используется в технологиях ОПЗ.

Таблица 2

Вязкость нефтей Аделяковского месторождения в смеси с КУ АСПО

№ скв.	Вязкость нефти без растворителя, мм ² /с	Вязкость с объемной долей растворителя 10%, мм ² /с
8605	439,0	94,4
8607	615,8	147,8
8633	197,0	51,7

Особый случай повышенной вязкости продукции связан с эмульсеобразованием. Для нефтей с вязкостью 100–200 сСт в случае водонефтяной эмульсии с 30–70% содержанием воды вязкость может составлять 1000–5000 сСт. Для решения данной проблемы подобрана композиция на основе ионогенных и неионогенных ПАВ, которая эффективно разрушает высоковязкие эмульсии, что позволяет существенно улучшить работу глубинно-насосного оборудования и снизить давление в системе нефтесбора. Использование реагента не требует специального технологического оборудования и универсально для любых типов насосов. После широкомасштабного внедрения новой композиции ПАВ, которая дозируется непосредственно на забой, практически прекратились проблемы с остановкой скважин из-за отказа насосного оборудования, а в некоторых случаях зафиксировано существенное увеличение продуктивности.

Для интенсификации добычи нефти на скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, разработан новый метод, по которому композиционный растворитель «КУ АСПО» предварительно смешивается с кислотным составом и в виде эмульсии закачивается в пласт, аналогично использованию нефтекислотных эмульсий (технологии Шешма-1, Шешма-2 и Шешма-3). Главным преимуществом нового углеводородно-кислотного состава является возможность регулирования вязкости получаемой эмульсии, что позволяет повысить охват воздействием и глубину проникновения реагента в пласт, а также увеличение степени очистки поверхности породы от асфальто-смолистых отложений, что облегчает доступ кислоты для реагирования. Результаты скважинообработок представлены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Результаты применения технологии ОПЗ «Шешма-1, 2» на добывающем фонде скважин

№ п/п	Показатели	Результаты
1	Количество обработок, скв	186
2	Средний дебит по нефти до проведения, т/сут	1,4
3	Средний дебит по нефти после проведения, т/сут	3,3
4	Средний суточный прирост по нефти, т/сут	1,8
5	Увеличение дебита по нефти, в среднем, %	127,9

Таблица 4

Результаты применения технологии ОПЗ «Шешма-3»

№ п/п	Показатели	Результаты
1	Количество обработок, скв	32
2	Средний дебит по нефти до проведения, т/сут	1,9
3	Средний дебит по нефти после проведения, т/сут	3,3
4	Средний суточный прирост по нефти, т/сут	1,4
5	Увеличение дебита по нефти, в среднем, %	74,9

Наиболее сложным объектом разработки являются трещиновато-пористые карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью, к числу которых относятся и карбонатные пласты среднего (верей-башкир) и нижнего (турней) карбона большинства месторождений Татарстана. Разработка таких залежей во многих случаях характеризуется низкими темпами отбора нефти и невысокими значениями коэффициента извлечения нефти. Это связано со сложностью геологического строения, низкими коллекторскими характеристиками пластов и повышенной вязкостью нефти.

Особенность карбонатных коллекторов состоит в том, что основная часть нефти содержится в порах блоков, а перенос жидкости происходит по трещинам. Извлечение продукции из карбонатов сопряжено с определенными трудностями, обусловленными низким гидродинамическим коэффициентом связи коллектора со скважиной.

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах является проведение солянокислотных обработок (СКО). Анализ результатов различных вариантов СКО для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50% и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки. Основными причинами низкой эффективности СКО являются:

- проникновение и реагирование кислоты преимущественно в наиболее проницаемые интервалы с повышенной водонасыщенностью;
- низкая скорость реакции кислоты в нефтенасыщенных интервалах, в результате чего основное количество кислоты нейтрализуется в водонасыщенных прослоях;
- воздействие кислоты происходит в основном на трещины, не затрагивая матрицу карбонатного пласта.

Для повышения эффективности воздействия СКО на нефтенасыщенные интервалы карбонатных коллекторов применяют комбинирование солянокислотного и физического воздействия, либо введение в кислотный состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей, и углеводородных компонентов. Все эти способы позволяют в различной степени повысить эффективность СКО за счет улучшения проникновения кислоты к породе, которая в нефтенасыщенных интервалах экранирована прочной «бронирующей» гидрофобной пленкой нефтяных высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов, которые в наибольшей степени представлены в высоковязких нефтях. Физическое воздействие (термо, виброударное и др.), добавка ПАВ и углеводородов в той или иной степени позволяет снизить межфазное натяжение и тем самым разрушить бронирующие слои и обеспечить проникновение кислоты к породе. Загустители (полимеры, соли алюминия и др.) позволяют значительно повысить вязкость кислотного состава и снизить скорость реагирования в высокопроницаемых водонасыщенных интервалах, тем самым повышается проникновение кислоты вглубь пласта.

Создание простой, высокоэффективной технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти из карбонатных пластов требует разработки составов, удовлетворяющих следующим условиям:

- состав должен обладать способностью обрабатывать низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- состав должен максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с породой;
- компоненты состава должны быть недороги и доступны.

Вышеперечисленные принципы были использованы при разработке нового способа и кислотного состава для интенсификации добычи высоковязкой нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых отложений (табл. 1) из карбонатных коллекторов (технология Шешма-ГРП).

За основу метода физического воздействия на пласт был выбран гидроразрыв, как наиболее эффективное средство для увеличения проницаемости и создания новых каналов фильтрации нефти. В качестве кислотных компонентов использовалась смесь органических кислот с различной скоростью реагирования с карбонатными минералами. Для создания гомогенной углеводородно-кислотной эмульсии с устойчивостью в пределах 12-24ч использовался специально разработанный композиционный эмульгатор на основе ионогенных ПАВ, которые также эффективно снижают поверхностное натяжение асфальто-смолистых «бронирующих» пленок на породе. Особым свойством разработанного углеводородно-кислотного состава является его невысокая вязкость, по сравнению, например, с нефте-солянокислотной эмульсией, что позволяет использовать такой состав в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.

Таким образом, новая комбинированная технология кислотного гидроразрыва (КГРП) может использоваться для малообводненного фонда скважин, для которых отмечается низкий дебит при достаточно высокой потенциальной продуктивности. За период 2005-2009 г.г. проведены мероприятия по технологии КГРП на более 58 низкодебитных скважин различных месторождений. В некоторых случаях достигнуто увеличение суточных дебитов по нефти в 3-5 раз по сравнению с аналогичными скважинами после традиционных СКО. Наибольшая эффективность отмечается при использовании на скважинах, вводимых из бурения. Основные условия для проведения технологии КГРП: дебиты добывающих скважин до обработки должны составлять не менее 0,5 м³/сут по жидкости, а обводненность продукции не более 30 %. Обработки также можно проводить и в нагнетательных скважинах с «нулевой» приемистостью при давлениях нагнетания допустимых для эксплуатационной колонны данной скважины. Немаловажным фактором в технологии КГРП является отсутствие таких негативных факторов, как образование устойчивой нефтекислотной эмульсии и сульфида железа, отрицательно влияющих на последующие процессы подготовки нефти.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ В СТАРОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Т.В.Трифонов

ООО «ТНГК-Развитие»

Значительные запасы нефти Татарстана приурочены к карбонатным и терригенным коллекторам нижнего карбона. Поэтому эксплуатационное бурение скважин ориентировано именно на эти коллекторы.

На месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» карбонатные коллекторы турнейского яруса нижнего карбона представлены пористо-проницаемыми известняками и доломитами с трещинно-поровым типом пористости. За счет микротрещиноватости пористо-проницаемые прослои гидродинамически связаны между собой, образуя единый нефтяной резервуар. Суммарная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,8м до 16,0м. Коэффициент песчаности составляет 0,33д.ед. Проницаемость равна 0,027мкм².

Терригенные коллектора бобриковского горизонта нижнего карбона представлены аргиллито-алевролитовыми породами, песчаниками, углисто-глинистыми сланцами. Имеются линзовидные тела, изолированные друг от друга. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта колеблется от 1,8 м до 32,4 м. Коэффициент песчаности составляет 0,77 д.ед. Проницаемость равна 1,129 мкм². Пористость 0,254 д.ед.

Получение при вторичном вскрытии притока нефти с дебитом, соответствующим коллекторским свойствам этих продуктивных пластов, является важнейшей задачей.

На сегодняшний день широко применяемые традиционные перфораторы, кумулятивные и сверлящие ПС-112 не всегда обеспечивают совершенную гидродинамическую связь продуктивного пласта со скважиной. Кумулятивная перфорация сопровождается фугасностью, которая отрицательно влияет на целостность цементного камня за колонной, что способствует преждевременному обводнению продукции. Сверлящие перфораторы вскрывают пласт точно, без ударного воздействия на эксплуатационную колонну, и обеспечивают отверстия большого диаметра с чистой кромкой. Малая глубина проникновения отверстия при уменьшении диаметра эксплуатационной колонны, приводящая к увеличению толщины цементного камня, ограничивает область эффективного применения перфораторов ПС-112.

Результаты проведенных ГМЩП на скважинах ООО «ТНГК-Развитие» в 2007 – 2010 г.г.

№ п/п	№ скв.	ГТМ	Тип коллектора	Дата пуска скв. после ГТМ	Дебит жидкости до ГТМ, т/сут	Дебит нефти до ГТМ, т/сут	Обвод. до ГТМ, %	Дебит жидкости после ГТМ, т/сут	Дебит нефти после ГТМ, т/сут	Обвод. после ГТМ, %	Прирост добычи нефти, т/сут.
1	3	ГМЩП	терригенный	15.08.07	0	0	0	2,4	0,8	65	0,8
2	99	ГМЩП. КОС.	карбонатный	07.08.07	3,5	0,4	90	8,5	4,6	45	4,2
3	32	ГМЩП. Пуск из консервации.	терригенный	14.11.07	0	0	0	1,9	1,4	24	1,4
4	7	РИР. ГМЩП	терригенный	17.11.07	21,8	0,9	96	12,8	4,5	65	3,6
5	18г	ГМЩП.	терригенный	22.12.07	3	1,8	36	8	5,0	36	3,2
6	44	Приобшение. ГМЩП	терригенный	03.09.08	2,5	2,2	11	4	3,6	10	1,4
7	17	ГМЩП. КОС.	карбонатный	29.03.08	0,5	0,4	7	1,0	0,9	10	0,5
8	16	ГМЩП. КОС	карбонатный	09.03.10	0,9	0,8	7	3,9	3,5	10	2,7

На гидродинамическую связь продуктивного пласта со скважиной влияет и среда, в которой происходит перфорация. Использование различных глинистых или солевых растворов, создает значительно худшую гидродинамическую связь с пластом. Поэтому не размеры перфорационных каналов, а технология вторичного вскрытия пласта определяет качество сообщения пласта со скважиной.

В связи с этим важной задачей является внедрение в производство оборудования обеспечивающего перфорацию, максимально реализующую потенциальные возможности продуктивного пласта, без ударного воздействия на эксплуатационную колонну.

Одним из перспективных направлений при решении этой задачи является технология вторичного вскрытия пласта с применением гидромеханического щелевого перфоратора (ГМЩП) (рис.1). Перфорация ГМЩП может быть выполнена на нефти, с проведением химической обработки призабойной зоны пласта без подъема перфоратора. Это позволяет сократить затраты и время на спускоподъемные операции. Технология заключается в том, что перфоратор, спущенный на НКТ, в заданном интервале эксплуатационной колонны роликами раскатывает вертикальную щель шириной 10-12 мм, после чего разрушает цементное кольцо и с помощью гидромониторной насадки размывает горную породу, создавая каверну. При этом растет вероятность того, что в работу включается как поровая, так и трещинная составляющая пласта. Данный метод позволяет исключить ударное воздействие на эксплуатационную колонну (рис.2) и цементный камень вне интервала перфорации, позволяет селективно вскрывать продуктивные пропластки, не нарушая перемычек между ними.

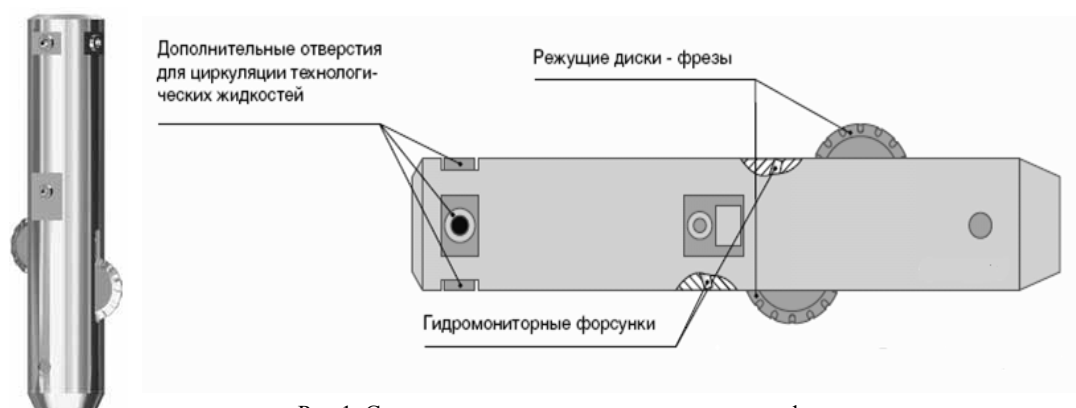


Рис.1. Схема гидромеханического щелевого перфоратора.



вид изнутри



вид снаружи

Рис.2. Эксплуатационная колонна, разрезанная по технологии ГМЩП.

На рис.3 показан один из вариантов технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта. На месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» повторную перфорацию данным методом провели в интервале залегания продуктивных отложений турнейского яруса в скважине № 99 Сунчелеевского месторождения нефти. Изучение геологического разреза скважины проводилось путем отбора керна, испытанием в процессе бурения с помощью комплекса испытательных инструментов (КИИ-146) и интерпретацией комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

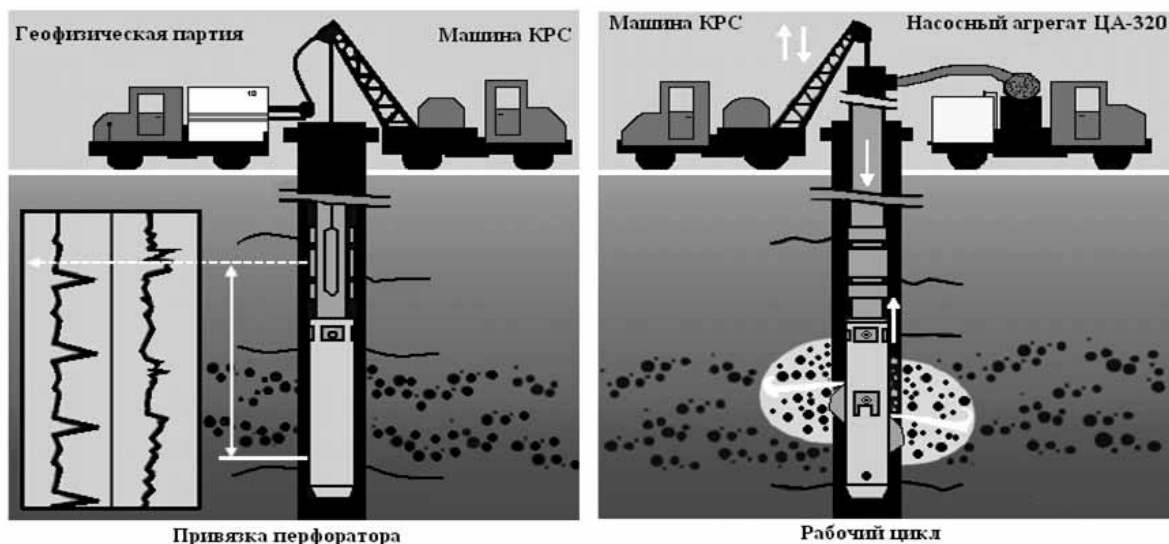


Рис.3. Вариант технологии с применением ГМЦП для вторичного вскрытия продуктивного пласта.

По результатам заключения ГИС (рис.4) карбонатные пласты турнейского яруса в интервале 1293,8-1327,4 м характеризуются как коллекторы нефтенасыщенные, в интервале 1330-1331,0 м как карбонаты с остаточным нефтенасыщением, а с глубины 1331,0 м как карбонаты водонасыщенные.

При освоении эксплуатационную колонну перфорировали в интервале 1293,8-1313 м 190 отверстиями ПК-105 и провели ОПЗ соляной кислотой. Результат свабирования составил 3,6 м³/сут. нефти с уровня 1190 м. В 2007 г. перед проведением ОПЗ дебит скважины составлял по жидкости – 3,5 м³/сут, по нефти – 0,4 т/сут, при Н_д=980 м.

В 2007 г. на скважину №99 встала бригада КРС с целью ОПЗ (повторной перфорацией) интервала 1301-1311 м с помощью ГМЦП. Перфорация сопровождалась закачкой в призабойную зону пласта соляной кислоты с последующим свабированием через ГМЦП. Следует отметить, что реперфорация происходила на нефти. Результат свабирования составил 8,5 т/сут жидкости и 4,6 т/сут нефти с уровня 700 м. Прирост нефти по скважине от проведенной ГМЦП составил 4,2 т/сут и эффект продолжается и по сей день.

В терригенных коллекторах повторную перфорацию данным методом провели в интервале залегания продуктивных отложений бобриковского горизонта в скважине №7 Западно-Буреинского месторождения нефти, изучение геологического разреза которой проводилось путем интерпретации промыслово-геофизического материала.

При освоении эксплуатационную колонну перфорировали в интервале 1375,4-1379,6 м 50-ю отверстиями ПК-105. Результат свабирования составил 4 м³/с нефти с уровня 750 м (рис.5). Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом жидкости 9 м³/с, с обводненностью продукции 10%. На 2007 год дебит жидкости составил 21,8 т/сут, а обводненность 96%.

В этом же году на скважину встала бригада КРС с целью проведения ГИС (РГД). По результатам заключения ГИС отмечалась заколонная циркуляция в интервале 1379–1390 м. Приемистость составила 247 м³/с при Р=90 атм. После чего провели изоляционную заливку с помощью технологии ВУС с закреплением цементом. Результат свабирования составил 4,8 м³ воды с пленкой нефти с глубины 870 м.

Далее произвели повторную перфорацию интервала 1375,4-1377,9 м с помощью ГМЦП. Перфорация проводилась на нефти с последующим свабированием через ГМЦП. Результат свабирования составил 9,8 м³ воды с нефтью с уровня 710 м. Скважина была пущена в эксплуатацию с дебитом жидкости 12,8 т/сут, с обводненностью 65%. Прирост нефти по скважине от проведенной ГМЦП составил 3,6 т/сут.

За 2007–2008 г. на месторождениях ООО «ТНГК-Развитие» выполнено 7 скважино-операций по повторной перфорации в старом фонде скважин с применением гидромеханической щелевой перфорации. Во всех случаях как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах нижнего карбона получена технологическая эффективность, представленная в таблице.

Выводы

В карбонатных коллекторах турнейского яруса нижнего карбона, которые характеризуются трещиноватостью, увеличение дебитов нефти по скважинам обусловлено тем, что технология ГМЦП многократно увеличивает вероятность совмещения вскрытых щелей с направлением естественной трещиноватости пластов. Кроме того, применение соляно-кислотной обработки при перфорации в карбонатных коллекторах также значительно влияет на дебит нефти.

В высокопроницаемых терригенных коллекторах увеличение дебитов нефти объясняется тем, что при перфорации формируется каверна большого диаметра (до 1 метра), превышающая по размерам зону колюмации.

Месторождение
Площадь
Скважина

Сунчелеевское
Сунчелеевская
99

Масштаб: 1/200

Альтитуда ротора 90.80 м
Забой 1357 м
Диаметр скважины 216 мм
Башмак кондуктора 387 м
Диаметр кондуктора 245 мм

Уд.вес раствора 1.16 г/см³
Вязкость 28 сек
Водоотдача 6 см³/30 мин
Уд.сопротивление 0.6 омм
Удлинение 5.89 на глубине 1230 м

ГК, НГК		КВ	БК	ПК	КС, ПС
Тип прибора	ДРСТ-3	СКП	К-1	КАС	К-1
Скорость, м/час	400	2500	2500	2500	2500
Пост. времени	3				
1м кр/час	1170 имп/мин				
1 усл.ед.	9420 имп/мин				
К =	0.15				

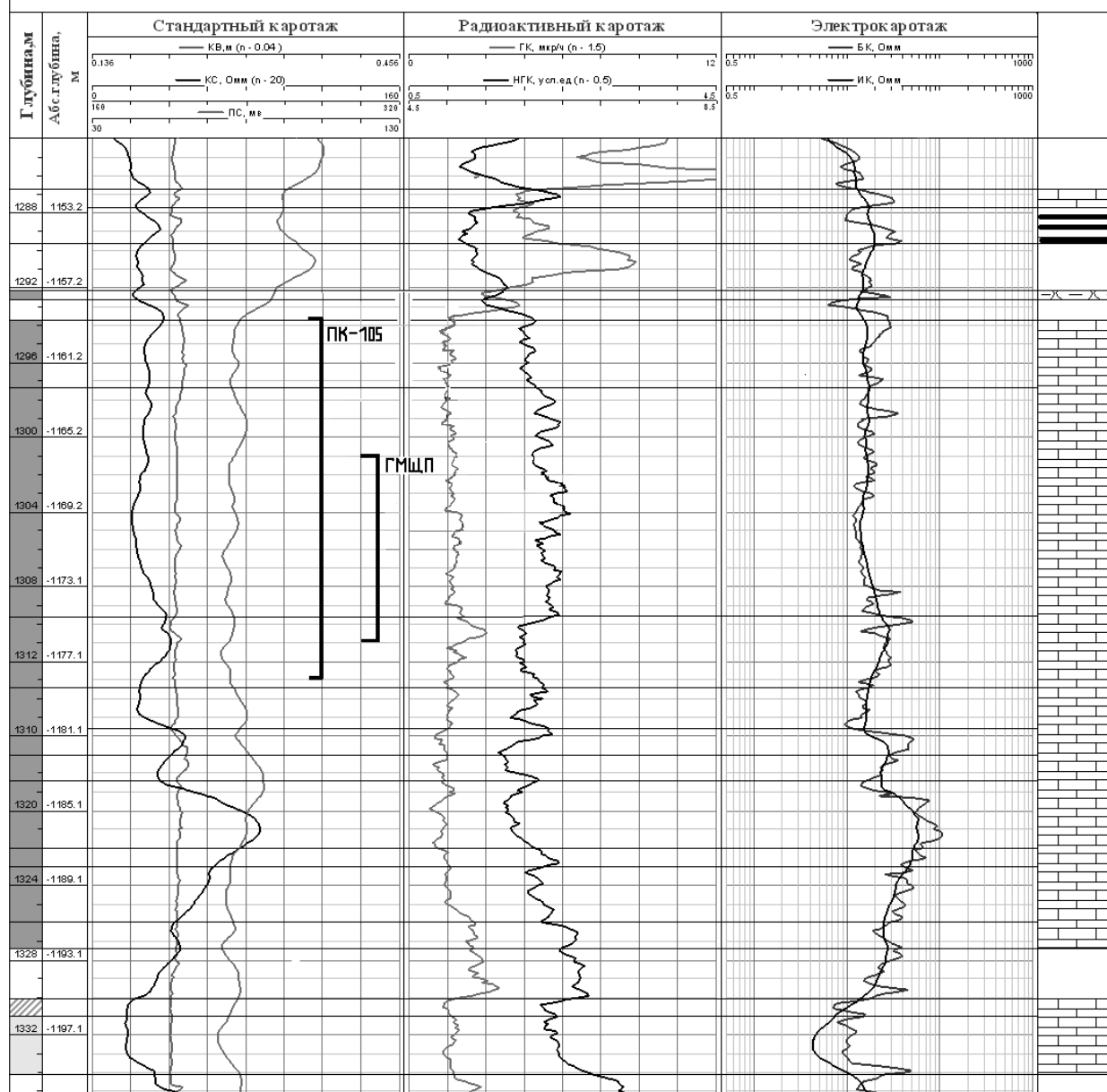


Рис.4. Выкопировка из материалов ГИС

**Западно-Бурейкинская
Степноозёрская
7**

Масштаб: 1/200

Уд. вес раствора	1.19	г/см ³
Вязкость	30	сек
Водоотдача	7	см ³ /30 мин
Уд. сопротивление	1.0	омм
Удлинение 5	на глубине	1370 м

ГК, НГК		КВ	БК	ИК	КС, ПС
Тип прибора	ДРСТ-3	СКП	БК-7	КАС	К-1 В7.5А0.75М
Зонд					
Скорость, м/час	400				
1мкр/час	1350	имп/мин			
1усл.ед.	13500	имп/мин			
К	=				

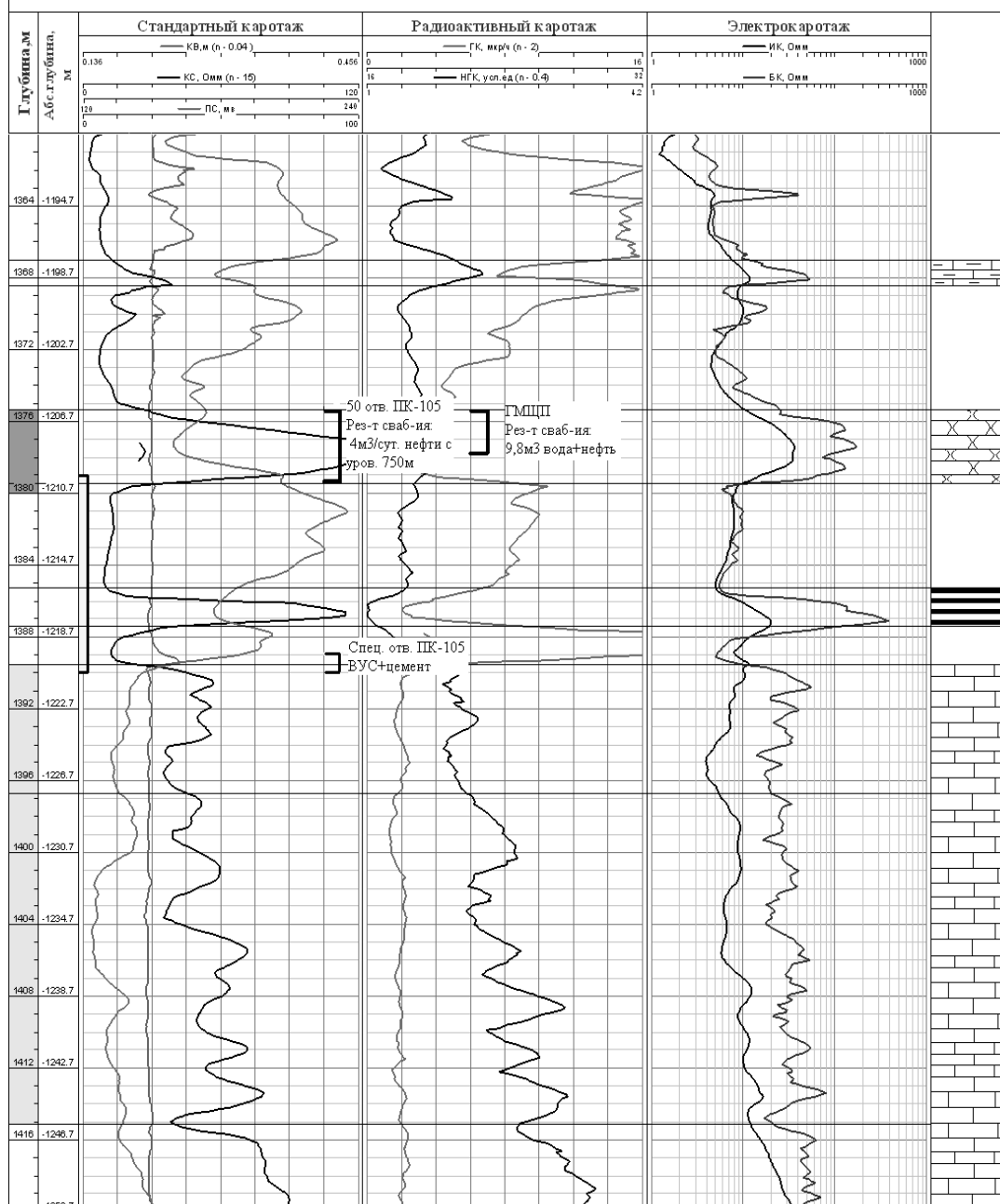


Рис.5. Выкопировка из материалов ГИС.

Положительным моментом следует считать возможность вскрытия терригенных пластов на нефти и других агентах.

Привлекает также и отсутствие фугасности данного метода. Она отрицательно влияет на перфорацию скважин после ремонтно-изоляционных работ (РИР), при приобщении, возвратах на другие горизонты, вскрытии скважин с близкорасположенными зонами ВНК.

Технология ГМЦП успешно зарекомендовала себя на месторождениях ООО «ТНГК-Развитие». По добывающим скважинам, где была применена данная технология, увеличилась нефтяная составляющая в общем балансе извлекаемой жидкости.

В настоящее время на рынке России имеется большой выбор сервисных компаний, оказывающих услуги по различным видам перфорации, в том числе и гидромеханической щелевой.

Литература

1. Технологическая схема разработки Сунчелеевского месторождения нефти.
2. Технологическая схема разработки Западно-Бурейкинского месторождения нефти.
3. *Ишкаев Р.К., Габдуллин Р.Г.* Новые способы вторичного вскрытия пластов и конструкций забоев скважин. Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 1998. – 212 с.
4. Технологический регламент на проведение двухсторонней гидромеханической щелевой перфорации. – Пермь, 2007.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИНИЙ ПЕРЕГИБА (ГЛИНИЗАЦИИ) КЛИНОФОРМ С ЦЕЛЮ КАРТИРОВАНИЯ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА НА ПРИМЕРЕ ТУМУТУКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Г.С. Умарова, С.А. Куликов

ТГРУ ОАО «Татнефть», НПЦ «Нейросейсм»

В настоящее время поиск неантиклинальных, структурно-литологических и комбинированных ловушек и залежей в Республике Татарстан является актуальным, так как фонд традиционных структурных объектов в значительной степени исчерпан. Решение этой задачи основано на идее клиноформенного строения отложений терригенного девона наиболее перспективных в Татарстане. Рассмотрение геологического строения данных отложений с этих позиций определяет принципиально новые подходы к картированию нетрадиционных залежей нефти.

Однако, если большинством исследователей признается сигмоидный, клиноформенный характер строения неокомского продуктивного комплекса в Западной Сибири, то возможность аналогичного подхода к отложениям терригенного девона Татарстана пока никем специально не рассматривалась. Дело в том, что толщина этих отложений невелика, а расположенная над ними толща высокоскоростных карбонатных пород затрудняет выделение (при средней глубине обработки сейсмических данных) отражений от несогласно залегающих границ, приуроченных к клиноформам. Размеры же литологических неоднородностей в последних соизмеримы с длиной сейсмической волны.

Нефтеносность Тумутукской площади связана в основном с девонским карбонатно-терригенным комплексом и пачкой терригенных пород нижнего карбона. Отложения терригенного девона (ниже электрорепера «аяксы») формировались в прибрежно-морских условиях и незначительные колебания уровня бассейна существенно сказывались на условиях осадконакопления. В этих условиях и формировались клиноформы. Зоны перегиба клиноформ представляют собой области выклинивания или глинизации песчаников в ундаформенной части клиноформ и являются литологическим экраном и отображаются на временных сейсмических разрезах прекращением прослеживания фаз или наклоном смежных фаз. При удачном сочетании структурных планов здесь возможно образование структурно-литологических залежей нефти. Таким образом, выше линии перегиба клиноформ расположены песчаные нефтеперспективные образования (скв. 27, 29), а область ниже линии глинизации и на линии перегиба клиноформ не перспективна (скв. 49, 42). Доказательством существования клиноформ в терригенных отложениях девона служит, во-первых, современные представления о формировании осадков (закон Головкинского-Вольтера), во-вторых, на наиболее тщательно обработанных временных сейсмических разрезах можно увидеть в этой части подошвенные несогласия в виде косога налегания, и, в-третьих, выклинивание отдельных элементарных циклитов от скважины к скважине [1]. Понятие «клиноформа» неразрывно связано с понятием «циклит». На рис. 1 представлена схема корреляции элементарных циклитов в отложениях девона по материалам каротажа в скв. 127, 40055, 40056 на Чалпинской площади, которая расположена в непосредственной близости от площади исследований.

Выделение циклитов базируется на следующих правилах [2]:

1. Направленности изменения существенных вещественно-структурных свойств слоев в вертикальном разрезе;
2. Непрерывности изменения этих свойств;
3. Характере границ между слоями.

Пользуясь описанными выше правилами, любой геологический разрез можно расчленить на элементарные циклиты («кирпичики»), которые могут группироваться в слоевые системы более высокого ранга [3]. Все циклиты по направленности можно объединить в две группы с однонаправленным и разнонаправленным изменением направленного свойства.

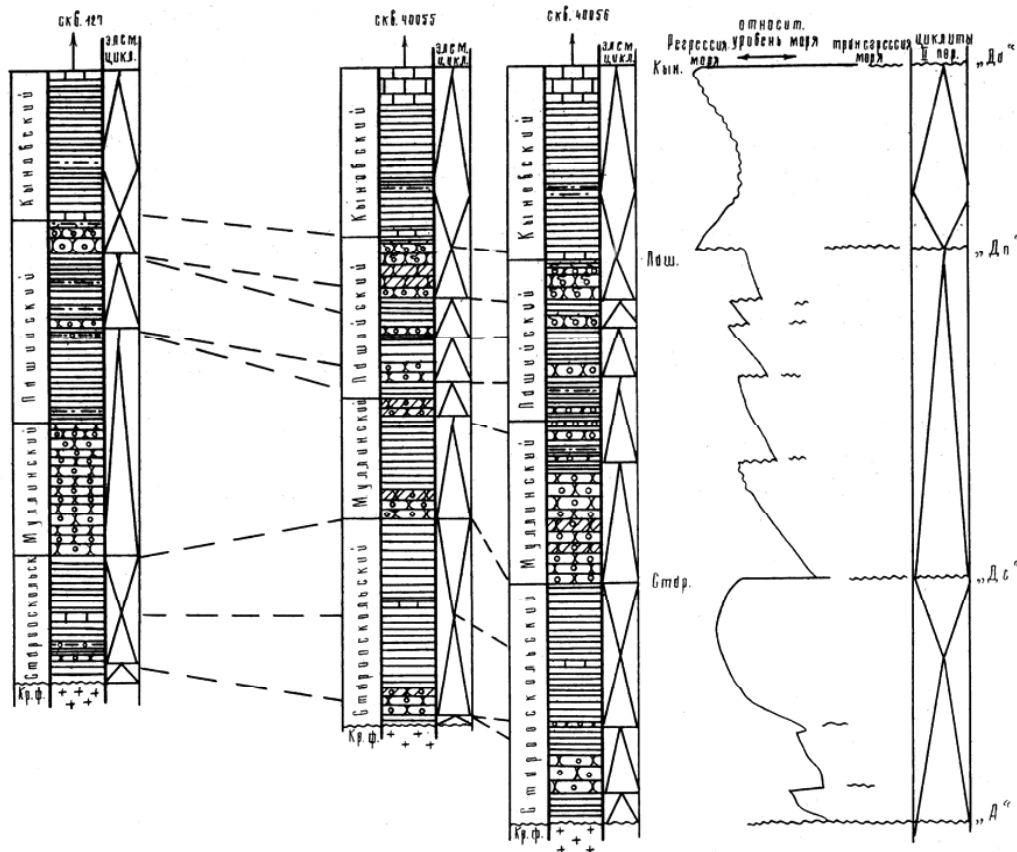
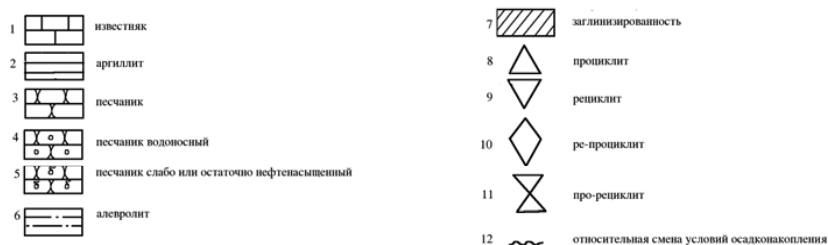


Рис. 1. Схема корреляции элементарных циклитов девонских отложений Чалпинской площади.

Условные обозначения:



В каждой из групп можно выделить по два типа группировок. Проциклиты, у которых грубость зерна уменьшается вверх по разрезу от слоя к слою, и рециклиты, у которых грубость зерна уменьшается вниз по разрезу. Таким образом, при наступлении моря на сушу сначала формируются мелководные осадки (крупнозернистые гравий, песок). При дальнейшей трансгрессии в этом месте начинают откладываться глубоководные осадки (глины, известняки), в результате чего формируется прогрессивная часть циклита – проциклит. При отступлении моря происходит все наоборот. Сначала формировались глубоководные осадки, затем море отступало и становилось более мелким, где начинали откладываться песок и гравий, в этом случае формировалась регрессивная часть циклита–рециклит (рис. 2).

По данным исследований, трансгрессия моря в период формирования отложений терригенного девона происходила с востока на запад. В этом случае линии перегиба (глинизации) клиноформ распространяются преимущественно с севера на юг. Однако следует учитывать влияние палеорусел древних рек, заливов и т.п. В этих случаях линии перегиба клиноформ могут быть извилисты [1,4]. Основная сложность в реализации данного подхода заключается в точном выделении линий перегиба (глинизации) клиноформ на сейсмических разрезах и идентификации их к одноименным клиноформам. Для этого необходимо не только высокое качество обработки данных сейсморазведки, но и привлечение методов ритмостратиграфии, основанных на анализе данных ГИС и др.

Tools), где была построена карта (рис. 4), с нанесенными точками максимумов по всем профилям, а также на карту вынесены предполагаемые зоны перегибов клиноформ, выделенные предыдущими работами.

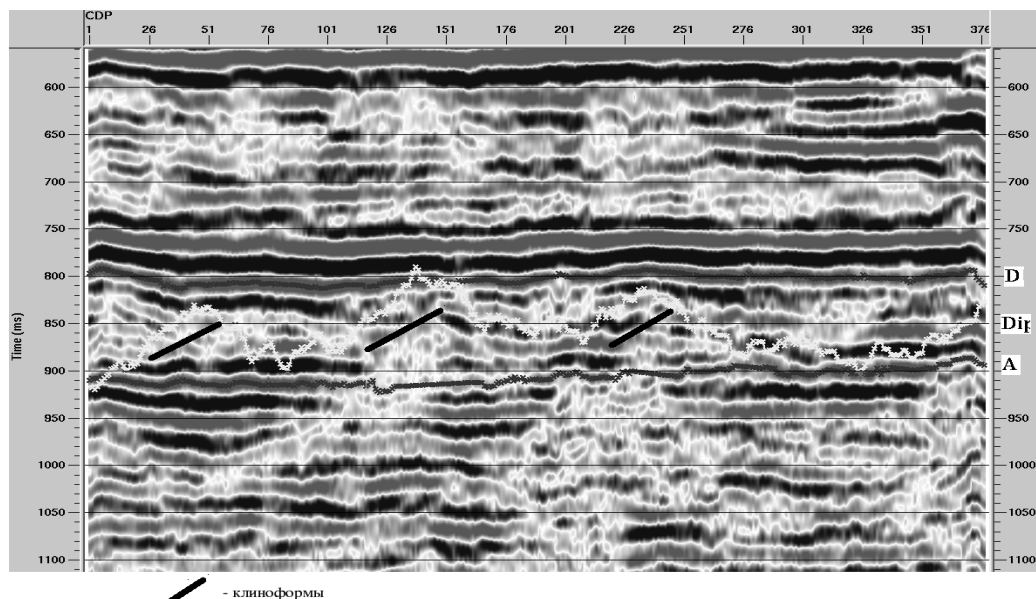


Рис. 3. Фрагмент сейсмического разреза после миграции (Sum_Mig) по пр. 208211 с нанесенным атрибутом «Event dip within horizons».

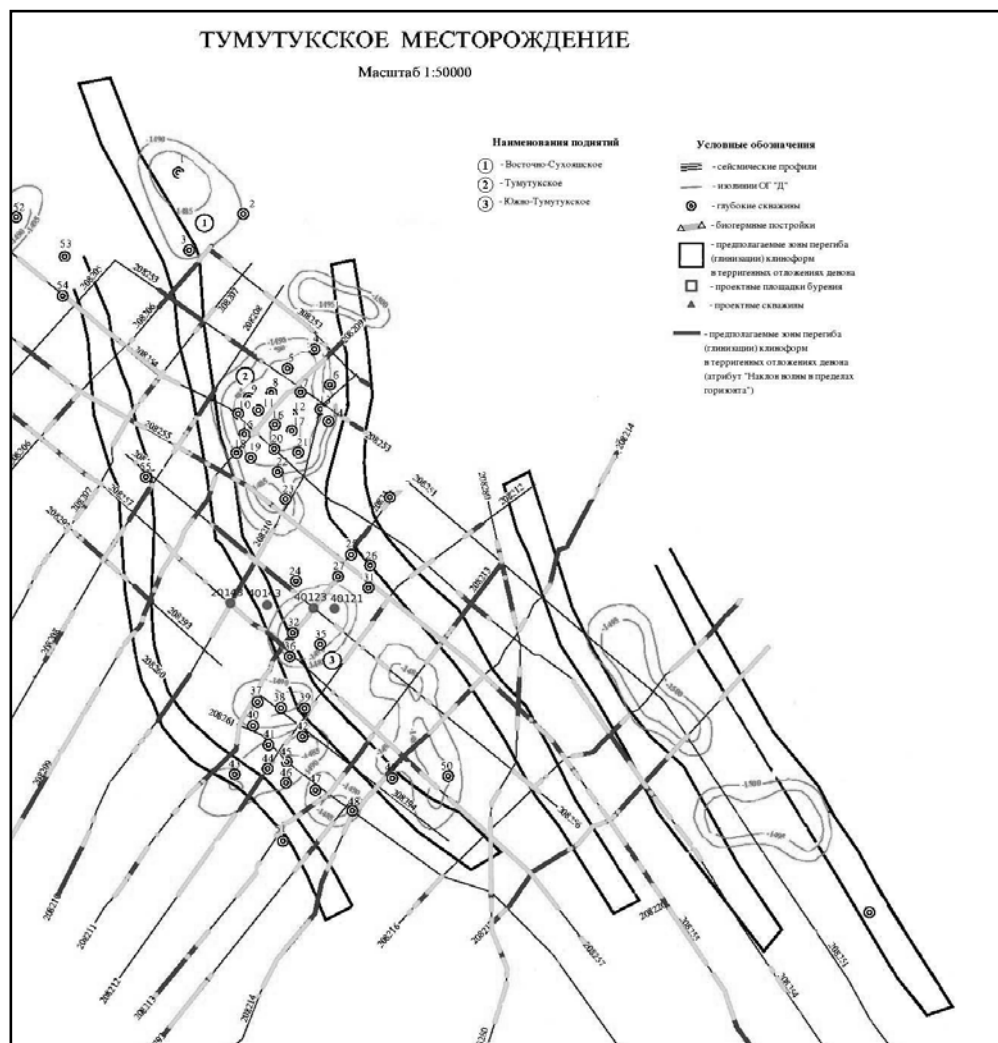


Рис. 4. Распределение атрибута «Наклон волны в пределах горизонта» на Тумутукской площади.

В результате проделанной работы были уточнены области перегиба клиноформ. Подтверждено, что при удачном сочетании структурных планов выше линии глинизации возможно образование структурно-литологических залежей нефти, а также, что скважины, попадающие в зону глинизации и ниже, неперспективны, это доказали и ранее пробуренные на площади скважины, не давшие притока нефти.

Таким образом, клиноформенное строение отложений терригенного девона является благоприятным фактором для формирования структурно-литологических ловушек. Прослеживание циклитов в зоне глинизации и выклинивания коллектора позволит прогнозировать участки наиболее вероятного распространения изолированных песчаных линз (баров, береговых валов и т.д.) - ловушек литологических залежей нефти.

Признание клиноформенного характера строения отложений терригенного девона позволит по-новому подойти к поисково-разведочным работам в Татарстане, повысить прирост запасов нефти за счет картирования структурно-литологических ловушек и избежать ошибок при заложении разведочных скважин.

В январе 2010 г. пробурена скв. 40143, попавшая на выделенную предыдущими работами линию глинизации, в результате чего оказалась «пустой». А скважины 20143, 40123 и 40121, находящиеся выше линии перегиба клиноформы и в ундаформенной ее части, дали приток нефти. Этим самым подтверждается необходимость в выделении линий глинизации, дабы избежать бурения неперспективных скважин.

Литература

1. Куликов С.А. Комплексная обработка и интерпретация материалов сейсморазведки и глубокого бурения с целью выделения нефтепоисковых объектов по объединению «Татнефть» на 1995-1996 гг. – Казань, Отчет, фонды ТГРУ, 1995, 97 с.
2. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа. – М., ВИНТИ АН СССР, 1984. – Вып. №13.
3. Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Кринари Г.А. Сейсмостратиграфический анализ терригенных отложений девона в Татарстане в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти. – М.: «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», 1996, Вып. 7. – 12-17 с.
4. Куликов С.А. Комплексная обработка и интерпретация материалов сейсморазведки и глубокого бурения с целью выделения нефтепоисковых объектов на территории Татарстана на 1995–1996 гг. – Казань, Отчет, фонды ТГРУ, 1996, 80 с.

ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ

Б.В.Успенский (КФУ), М.Я.Боровский (ЗАО НПО «Ренер»), С.И.Петров (КФУ)

Расширенное воспроизводство сырьевой базы тяжелых нефтей и природных битумов Республики Татарстан базируется на следующих основных положениях:

1. Выбор первоочередных направлений поисково-разведочных работ.
2. Применение новейших методов и технологий, обуславливающих подготовку перспективных земель и объектов на этапах поисков, разведки и разработки с минимальными затратами средств и времени.
3. Оптимизация отдельных стадий геологоразведочного процесса.

1. Нарращивание ресурсной базы углеводородного сырья за счет верхней части геологического разреза осадочного чехла – фундаментальное положение для старых нефтедобывающих регионов. В Республике Татарстан это направление связано с изучением и обобщением общегеологических материалов, характеризующих особенности локализации и закономерности размещения месторождений природных битумов и тяжелых нефтей. Важнейшим аспектом служат целенаправленные геологоразведочные работы по воспроизводству сырьевой базы природных битумов и выявления территорий, перспективных на установление новых месторождений.

• Резервом наращивания ресурсов (запасов) битумов верхнепермского терригенно-карбонатного битуминозного комплекса являются территории Северо-Татарского свода, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба, западного борта Мелекесской впадины, восточного борта Токмовского свода; нижнепермского карбонатного – склоны Южно-Татарского свода, восточный борт Мелекесской впадины.

Анализ имеющегося геолого-геофизического материала свидетельствует о значительных перспективах нефтебитуминозности указанных территорий и предполагает соответствующую последовательность поисково-разведочных работ:

Потенциальный резерв добычи нефти и природных битумов – в первую очередь, нижнепермские карбонатные отложения юго-восточной части Татарстана, ввиду их региональной нефтегазобитумонасыщенности. Наличие нефтепроявлений в нижнепермских отложениях освоенных месторождений глубоких горизонтов существенно повышает интерес к этой части разреза. Проведенная в последние годы разведка наиболее перспективных участков на крайнем юго-востоке Татарстана и сопредельных землях Башкортостана позволяет вновь поднять вопрос о

значимости залежей нефти в карбонатных коллекторах нижней перми, как возможного объекта эксплуатации. На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода из сакмаро-артинских карбонатов получены промышленные притоки нефти относительно невысокой вязкости (Николашкинский участок Урустамаского нефтяного месторождения). Глубина залегания нефтенасыщенных пород сравнительно небольшая и изменяется от 250 до 500 м.

На ряде участков западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины карбонатные породы нижнепермского отдела содержат жидкие нефти, вязкость которых близка к таковой в разрабатываемых пластах среднего и нижнего карбона [И.М.Акишев, 1987]. На указанной территории уже выявлены десятки мелких и средних месторождений нефти, преимущественно с нефтеносностью в каменноугольных отложениях. Многие малые нефтяные компании, наряду с ОАО «Татнефть» осуществляют доразведку и разработку нефтеперспективных объектов. Продолжает создаваться мощная нефтегазодобывающая инфраструктура. Земли восточного борта Мелекесской впадины, западного склона Южно-Татарского свода также можно отнести к первоочередным направлениям поисково-разведочных работ на высоковязкие нефти и природные битумы.

Прогнозирование нефтебитуминозности нижнепермского комплекса базируется на геологических предпосылках. Плановое соответствие (полное или частичное) с залежами карбона и девона и близость физико-химических свойств пермских и каменноугольных нефтей – определяющее в выборе первоочередных объектов освоения (нижнепермские карбонатные толщи Южно-Татарского свода), так как позволяет осуществить проведение части мероприятий по разведке залежей нижнепермской нефти за счет эксплуатационного бурения на нижележащие горизонты. Первая стадия – систематизации всех имеющихся геолого-геофизических материалов, вторая – определение первоочередных объектов и постановка детальных геолого-геофизических работ.

Малые глубины залегания продуктивных пластов, развитая инфраструктура нефтедобычи из нижезалегающих отложений девона и карбона значительно снижают стоимость геологоразведочных работ.

- Следующее направление поисково-разведочных работ на природные битумы – земли Северо-Татарского свода. Обнаружение битумосодержащих пород в Заволжье Татарстана резко сократило бы дефицит и транспортные перевозки дорожно-строительных материалов, в том числе и при обеспечении последними такого крупного промышленного центра, как г. Казань. Реальным были бы и гидрогеологические предпосылки выявления месторождений сероводородных вод.

Наиболее благоприятные площади для поиска полезных ископаемых – зоны развития “раздувов” песчаников шешминского горизонта. Большинство обнаруженных битумопроявлений расположено на юге исследуемой территории в зоне, примыкающей к полям битумопроявлений бассейна р. Шешмы. Предполагается (И.М.Акишев, 1983; Р.Х.Муслимов и др., 2000), зона развития залежей природных битумов, в первую очередь в уфимских отложениях, также перспективна, как и в Закамской части Татарстана. Необходимо уделить внимание природным резервуарам казанского и нижнепермского возраста. Особый интерес вызывает средняя (терригенная) часть казанского яруса. С наиболее опесчаненным разрезом катергинской свиты связаны скопления битумов центральной части Закамья Республики Татарстан.

Прогнозная оценка на природные битумы площадей Северо-Татарского свода предполагает обобщение и анализ всех имеющихся здесь геолого-геофизических материалов. При выделении по данным структурного бурения зон максимальных мощностей пород-коллекторов уфимского и казанского ярусов для выбора первоочередных объектов под детальные работы планируется эти зоны рассечь рядом региональных геофизических профилей.

Выявление залежей природных битумов в терригенных отложениях верхней перми представляется особенно важным, так как в Татарстане имеется опыт разработки скоплений углеводородов, приуроченных к песчаным коллекторам.

- Перспективна территория сочленения Мелекесской впадины, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба и восточного склона Токмовского свода. Ввиду неглубокого залегания продуктивных пластов (выходят на поверхность в бассейне р. Улема) существенно комплексное использование битуминозных и вскрышных пород в качестве сырья для дорожного строительства и других строительных материалов. Дефицит республики по строительным материалам составляет до 300-400 млн. штук красного кирпича; извести и гипса 400 тыс. т; щебня только для асфальтобетона 423,4 тыс. м³; цемента до 2 млн. т и до 100 тыс. т битума в год (Б.В. Успенский, Р.Г. Газизуллин, 1994). Татарстан располагает минерально-сырьевыми ресурсами для полного покрытия нужд в дорожно-строительных материалах. Практический интерес представляет Сюкеевское скопление битуминозных доломитов. Запасы месторождения позволяют организовать горно-перерабатывающий комплекс по выпуску красного кирпича, черепицы, керамических плиток, цемента, гипса и гипсоматериалов, битуминозных доломитов для дорожного строительства при битумонасыщенности 1 – 4 мас.%, для изготовления железорудных окатышей, а также для получения синтетической нефти при битумонасыщенности более 6 мас.%. Геологические запасы битуминозных пород более 750 млн. м³, природных битумов около 40 млн. т.

При разработке месторождений битумосодержащих пород открытым способом достигается полное использование не только битуминозных доломитов, но и вскрышных пород, применяющихся для производства разнообразных строительных материалов, что позволяет значительно снизить себестоимость выпускаемой продукции. **При комплексном освоении стоимость извлеченного битума (синтетической нефти) из битуминозных пород конкурентоспособна стоимости традиционных нефтей.**

II. *Технология геофизических исследований* обеспечивает возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (параметрическое, структурное, специальное бурение) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Опыт экспериментальных геофизических наблюдений на эталонных объектах показывает (М.Я. Боровский, 2001) наличие аномальных геофизических эффектов над залежами сверхвязких нефтей (природных битумов). Это свидетельствует о возможности картирования скоплений интересующих полезных ископаемых. Наиболее четко отображение особенностей строения месторождений сверхвязких нефтей находит в аномальных полях вызванной поляризации (ВП) и зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ).

Революционные изменения в электронной базе и приборной технике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обуславливают актуальность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоемких наиболее информативных геофизических технологий. К числу последних относится разработанная в последние годы высокоразрешающая электроразведка, которая включает применение набора методов:

- зондирование становлением электромагнитного поля в ближней зоне с использованием вторичного сейсмо-электрического эффекта ЗСБ-ВСЭБ (изучение структурного плана целевого горизонта, выделение неоднородностей геологического разреза);

- метод вызванной поляризации ВП (надежное определение контура нефтебитумоносности в плане);

- зондирование становлением поля в ближней зоне, с использованием эффекта индукционно-вызванной поляризации ЗСБ-ИВП (выделение залежей углеводородов с привязкой по глубине).

Прогнозирование нефтебитуминозности верхней части геологического разреза платформенных территорий на базе специализированных геофизических и геохимических методов осуществляется на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон битумонакопления путем заложения ряда региональных геофизических профилей. Технологический комплекс обуславливает постановку электроразведочных работ с шагом измерений по профилю 500 м.

Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Это полное опосредованное опосредование земель с детальностью обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов высокоразрешающей электроразведки в площадном варианте: шаг измерений по профилю 100 м, расстояние между профилями 100–150–200 м.

На разведочном этапе геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Целесообразен комплекс полевой геофизики, включающий высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений. Такой набор геофизических методов позволяет выделять зоны развития неогеновых долин, сопряженных с тектонически ослабленными зонами, и участки обводнения залежей. Для выделения тектонически ослабленных в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных гравиметрических съемок с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1:2-3 (50х100–150 м).

III. На поисковом и разведочном этапах освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов сохраняется потребность оптимального (минимального количества) размещения скважин при сохранении поставленных задач: на поисковом этапе не пропустить месторождения небольших размеров, на этапе доразведки получить необходимый объем информации для подготовки месторождения к эксплуатации при минимальных объемах бурения и исследования кернового материала.

В настоящее время только петрофизических определений (ФЕС, битумонасыщенность, плотность породы) по пробуренным на природные битумы скважины достигает 350000 анализов. Выполненные (Успенский, 1985) предварительные расчеты показывают, что по некоторым интервалам стратиграфического разреза количество определений можно сократить кратно, при этом осредненные данные, необходимые для подсчета запасов или построения геологических моделей, практически не изменяются.

Разработка рекомендаций и научных обоснований повышения рентабельности освоения месторождений природных битумов.

Анализ мирового (в том числе и Татарстана) опыта поиска, разведки, разработки и переработки высоковязких нефтей и природных битумов позволил выработать (Грайфер, Якимов, Максудов, Успенский, 2003) несколько принципиально новых предложений, направленных на кратное снижение затрат и существенное увеличение эффективности технологического процесса освоения данных углеводородных скоплений.

Выделяется ряд основных причин, вызывающих существенные дополнительные затраты на разбуривание, разработку, добычу и переработку природных битумов.

Первая связана с аномально высокой вязкостью природных битумов, превосходящей вязкость девонских нефтей Татарстана в несколько тысяч раз, что существенно увеличивает затраты на следующие технологические операции:

1. Процессы вытеснения углеводородов из пласта и приток битума к забою скважин, с чем связаны весьма малые дебиты битумных скважин.

2. Подъем добываемой жидкости от забоя до устья, сбор, транспорт от устьев скважин до сборного пункта подготовки.

Особенно заметно увеличиваются эти затраты в осенне-зимнее холодное время года.

3. Первичная подготовка битумной и высоковязкой нефти, включающая сепарацию, деэмульсацию и обессоливание, что требует многократного увеличения расхода реагентов и энергии для нагрева с целью снижения вязкости.

4. Транспортировка нефти от пункта подготовки до пункта переработки особенно затруднен в осенне-зимнее время года и связана с необходимостью снижения вязкости путем попутного подогрева или с другими дополнительными дорогостоящими мероприятиями.

Вторая связана с удорожанием процесса переработки битумов по существующей общепринятой современной технологии глубокой переработки нефтяного сырья в основном на моторное и реактивное топливо, что в настоящее время является основным ликвидным товаром. Битумные нефти содержат до 60% и более смол и асфальтенов имеют такие «вредные» примеси, как органические соединения кислорода, серы и металлов, что делает весьма дорогой и проблематичной глубокую переработку битумов на моторное и реактивное топливо. Этим объясняется низкая сортность и высокая цена тяжелых нефтей и битумов на отечественном и мировом рынках.

Третья является результатом увеличения затрат на выработку (покупку) электрической и особенно тепловой энергии. Затраты на тепловую энергию весьма существенны, поскольку наиболее рациональным способом разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов являются тепловые методы, и снижение затрат на выработку тепловой и электрической энергии даст заметное увеличение эффективности освоения этих месторождений.

Четвертая исходит от недоиспользования для удешевления системы разработки месторождений специфических геологических факторов: малая глубина залегания и относительно низкие ожидаемые дебиты скважин. Во всех опытных работах использовались общепринятые методики разбуривания месторождений: вертикальные скважины с частой сеткой. Имеются одиночные опытные работы с горизонтальными скважинами, проведенными в Татарстане и Республике Коми.

Пятая причина определяется отсутствием социально-экономической связи между освоением ресурсов тяжелых нефтей и битумов и политической экономией развития регионов.

Отсутствуют стимулы для освоения этих трудноизвлекаемых запасов, хотя при этом могут быть решены важные государственные социально-экономические задачи, такие как:

- развитие дорожного строительства и качества покрытия дорог;
- увеличение доли продукции добычи нефти, используемой для развития экономики нефтедобывающих и прилегающих к ним регионов;
- стимулирование развития отечественной нефтехимии тяжелых углеводородов.

Шестая обусловлена способами подъема жидкости из скважин. Добыча тяжелых нефтей и битумов традиционно осуществляется штанговыми насосами, имеющими в этих условиях малый коэффициент наполнения, малый дебит и малый межремонтный период, что вызывает частые осложнения в эксплуатации и соответственно высокие затраты. Применение насосов гидроприводного типа (гидропоршневых, струйных) с использованием в качестве силовой жидкости маловязкой части продукции позволяет решить проблемы не только подъема жидкости из скважин, но и проблемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, эксплуатацию скважин в наклонных и горизонтальных скважинах, существенное снижение подземных ремонтов.

Предлагаемая приоритетная инновационная программа ставит своей целью создание принципиально новой технологии, позволяющей существенно увеличить экономическую эффективность освоения природных битумов, с тем, чтобы довести народнохозяйственную эффективность добычи, переработки, до значений, не уступающих освоению вязких нефтей нижних горизонтов.

Ожидаемые результаты

Наращена ресурсная база горючих полезных ископаемых

Определены первоочередные направления ГРП на природные битумы и тяжелые нефти.

Подготовлены выявленные ранее нефтескопления к детальной разведке и разработке.

В условиях рыночной экономики на базе применения новейших геофизических технологий создана основа для повышения рентабельности добычи полезных ископаемых путем снижения объемов выполнения капиталоемких видов геологоразведочных работ.

Разработаны рекомендации по оптимальному размещению поисково-разведочных скважин на месторождении и минимальным объемам исследования керна.

Созданы принципиально новые технологии, позволяющие существенно увеличить экономическую эффективность освоения природных битумов.

ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДИСКРЕТНОГО И НЕПРЕРЫВНОГО «ЕСТЕСТВЕННОГО» ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ГРАВИМЕТРИИ

Э.В.Утемов, Д.И.Хасанов, В.Е.Косарев

Казанский федеральный университет

Введение

Формальными решениями обратной задачи гравиразведки (ОЗГ) назовем решения, получаемые в результате действия какого-либо линейного оператора на наблюдаемое поле:

$$\begin{cases} \bar{\rho} = A[\Delta\bar{g}] \\ \Delta\bar{g} = \Phi[\bar{\rho}] \end{cases} \quad (1)$$

где ρ – вектор избыточной плотности, $\Delta\bar{g}$ – вектор наблюдаемого поля, A – линейный оператор, Φ – оператор прямой задачи.

Процедура построения формальных решений может играть лишь вспомогательную, промежуточную роль, поскольку получаемые при этом плотностные распределения непригодны для геологической интерпретации. Это связано с ограничениями в используемом математическом аппарате, в частности, с отсутствием какого-либо механизма учета физико-геологических априорных сведений. Тем не менее, результаты построения формальных решений весьма могут быть полезны. Их можно использовать для пересчета аномального поля на заданную поверхность, расчета высших производных, учета аномального градиента и решения других задач. Для нас формальные решения представляют интерес, в первую очередь, с точки зрения возможности использования при построении новых вычислительных схем поиска содержательных решений ОЗГ.

При соблюдении определенных требований формальные решения (1) с точностью до нормирующего множителя являются прямым непрерывным вейвлет-преобразованием, поэтому такие решения могут оказаться весьма информативной с точки зрения анализа формой представления гравиметрических данных. Отметим еще и тот факт, что благодаря родственности вейвлет-анализа и формальных решений ОЗГ для последних открывается доступ ко всей библиотеке глубоко проработанного математического аппарата теории вейвлетов.

Существует в некотором смысле оптимальное по своим качествам подмножество вейвлет-функций, обеспечивающее формальные решения ОЗГ. Эти вейвлеты, в силу их исключительных качеств, мы выделили из всего множества вейвлет-функций и назвали «естественными» [6].

Формальные «естественные» вейвлет-решения ОЗГ

Простейшим известным классом единственности, позволяющим получать формальные решения ОЗГ, является класс гармонических функций. Как известно, эти функции удовлетворяют уравнению Лапласа:

$$\nabla^2 f = 0. \quad (2)$$

Свойства гармонических функций крайне неудачны с точки зрения интерпретации: у этих решений не может быть экстремальных значений внутри изучаемой области. Тем не менее такие решения легко найти и они играют роль своего рода «стандарта», «эталона» в вопросах, связанных с построением классов единственности. На рис.1 представлен пример гармонического решения ОЗГ для поля двумерной точечной массы, залегающей на глубине 5 км.

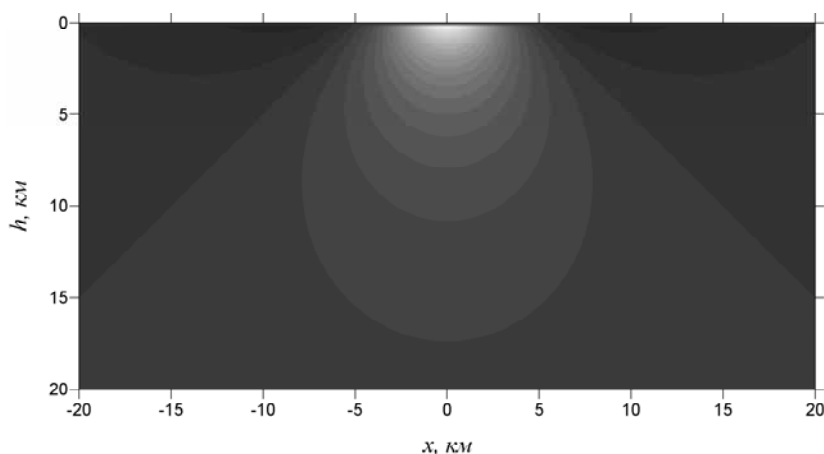


Рис. 1. Вид гармонического решения ОЗ для поля силы тяжести двумерного точечного источника, залегающего на глубине 5 км.

Более содержательные классы единственности формальных решений ОЗГ, у которых в отличие от гармонических решений экстремумы будут располагаться внутри области определения, найдем, решая интегральное уравнение

$$\rho(x, h) = \int_{-\infty}^{\infty} \Delta g(x - x') \psi(x', h) dx', \quad (3)$$

где функция $\psi \in L_2$ заранее не определена. Частным решением этого уравнения является семейство функций вида

$$\psi_{(n)}(h, x) = \frac{2^{n-3}}{(n-2)! \pi^2 f} h^{n-2} V_{(n)}(h, x), \quad n > 1 \quad (4)$$

Отметим, что функция из семейства (4) с номером $n = 2$ обеспечивает гармонические решения (рис. 1), при этом при всех значениях $n > 2$ формальные решения, построенные с помощью (3) и (4), не являются гармоническими.

Функции семейства (4) непрерывны, локализованы в пространственной и частотной областях, имеют нулевое среднее и могут быть использованы в качестве базисных для вейвлет-преобразования. Пользуясь тем, что формальные решения ОЗ в представлении (3) и (4) являются непрерывным вейвлет-преобразованием с известным базисом, в вопросах существования решения, его единственности и устойчивости в своем классе мы вправе сослаться на хорошо известные корректные свойства непрерывного прямого и обратного вейвлет-преобразования.

Решение ОЗГ на неровном рельефе

Построим решение ОЗГ для конечного или счетного множества вейвлет-коэффициентов. Пусть система двумерных точечных масс расположена по правилу решетки дискретного (диадного) вейвлет-преобразования (рис. 3):

$$h_m := \Delta h^m, x_{m,n} := x_0 + n \Delta h^m \Delta x, m, n \in \mathbb{Z} \quad (5)$$

Выберем в качестве базисного вейвлет $\psi_{(4)}(x)$ из семейства (4) и в качестве двойственной – функцию $V_{(1)}(x)$. В этом случае вейвлет-коэффициенты $c_{m,n}$ можно рассматривать как линейные плотности системы двумерных точечных источников. Поскольку пара $\psi_{(4)}(x)$, $V_{(1)}(x)$ не является биортогональной, то и восстановление исходного сигнала (поля силы тяжести)

$$\Delta g(x) = \sum_{m,n=0}^{\infty} c_{m,n} V_{(1)}(h_m, x - x_{m,n}) \quad (6)$$

$$c_{m,n} = \langle \Delta g | \psi_{(4)} \rangle_{m,n}$$

в этом случае является приближенным. Повысить точность восстановления исходного сигнала можно многократно запуская на расчет вейвлет-коэффициентов величину

$$\delta g_k(x) = \delta g_{k-1}(x) - \alpha \sum_{m,n=0}^{\infty} \delta g_{k-1} \langle V_{(1)}(h_m, x - x_{m,n}) \rangle \quad (7)$$

с затравочной функцией

$$\delta g_0(x) = \Delta g(x) - \langle \Delta g | \psi_{(4)} \rangle, \quad (8)$$

где k — номер итерации, $\alpha > 1$ — параметр, близкий по смыслу к параметру регуляризации. Тогда окончательно значения вейвлет-коэффициентов в узлах сети будут равны

$$c_{m,n} = \sum_{k=0}^{\infty} c_{m,n}^k = \sum_{k=0}^{\infty} \langle \Delta g_{k-1} | \psi_{(4)} \rangle_{m,n} \quad (9)$$

Данный алгоритм (основанный на вейвлет-преобразовании), представляет собой способ приближенного решения СЛАУ относительно линейных плотностей множества двумерных источников, расположенных в виде диадной решетки дискретного вейвлет-преобразования.

«Подправим» формулу (5) с тем, чтобы использовать ее для решения обратной задачи на неровном рельефе. Для этого на k -м этапе итерации мы определяем вейвлет-коэффициенты $c_{m,n}^k$, так, как если бы рельеф был ровным, однако прямую задачу решаем для неровного рельефа:

$$\delta g_k(x) = \delta g_{k-1}(x) - \alpha \sum_{m,n=0}^{\infty} c_{m,n}^k V_{(1)}(h_m + \delta h(x_{m,n}), x - x_{m,n}), \quad (10)$$

где функция $\delta h(x)$ определяет форму дневной поверхности.