

составлял 2 м при удалении центра линии от центрального электрода на 5, 7, 11, 15, 25 м. Далее длина приемной линии составляла 50 м, а удаление увеличивалось с шагом 50 м.

Обработка полученных данных проводилась с применением программного обеспечения ZondRes2D. На томографическом разрезе (рис. 1) в центральной части профиля отчетливо выделяется вертикальная зона с кажущимся УЭС 100–1 000 Ом·м, которая с высокой степенью точности соответствует области рудных тел. Обрамление этой области составляют вмещающие породы с кажущимся высоким УЭС до 400 000 Ом·м. Также в верхней части разреза обращает на себя внимание прослеживание зонами повышенного кажущегося УЭС тектонических нарушений, которые ограничивают блок пород, содержащий хромовые руды.

На участке 2 (рис. 2) в районе пикета 760 м в верхней части томографического разреза выделяется зона пониженных кажущихся удельных электрических сопротивлений, которая хорошо коррелируется с группой рудных тел.

Таким образом, приведенные выше результаты работ демонстрируют в сложных ландшафтно-геологических условиях на Полярном Урале при поисках хромитового оруденения получение материалов с признаками новизны и практической значимости. Оба метода совместно с описанной модификацией позволяют выявлять

как зоны, перспективные на хромитовое оруденение по разным физическим свойствам, так и непосредственно рудные тела (в данном случае до глубины 100 м).

Необходимость применения рассмотренных геофизических методов очевидна. Дополнение общего геофизического комплекса этими методами уменьшит неоднозначность и повысит достоверность геологических выводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пак, В.П. Новое поколение отечественных высокоточных портативных магнитометров / В.П. Пак // Разведка и охрана недр. — 2002. — № 12. — С. 33 — 36.
2. Пахомов, М.И. Геологические основы и геофизические методы поисков хромитов / М.И. Пахомов, В.Б. Баторин. — М.: ВИМС. — Минеральное сырье. Серия методическая. — 2006. — № 1. — С. 42–67.
3. Перевозчиков, Б.В. Хромиты массива Рай-Из на Полярном Урале (Россия) / Б.В. Перевозчиков, В.В. Кениг, А.А. Лукин, А.М. Овечкин // Геология рудных месторождений. — 2005. — Т. 47. — № 3. — С. 230–248.
4. Филиппычева, Л.Г. Роль скважинной магниторазведки в формировании системы заверочных скважин на перспективных участках при поисках кимберлитов / Л.Г. Филиппычева, Л.Ф. Московская, В.Ш. Тенишев // Методы разведочной геофизики. Пути повышения эффективности современной магниторазведки. — Л.: НПО «Рудгеофизика», 1988. — С. 97–107.

© Коллектив авторов, 2017

Карасева Наталья Борисовна // karnat-09@mail.ru
Леончиков Владимир Михайлович // vml46@mail.ru
Голубев Александр Михайлович

Шувал-Сергеев Владимир Николаевич // Vshuval-sergeev@yandex.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.83:551.15

Волейшо В.О. (ФГУП «ВСЕГИНГЕО»)

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

*Рассмотрены основные проблемы нефтегазопромисловой гидрогеологии, связанные с обводненностью, разрабатываемых месторождений. Намечены первоочередные мероприятия их решения. Изложены теоретические и практические основы новой технологии разработки углеводородных месторождений, основанной на кровельном обводнении. Приводится гипотеза в пользу невозобновляемости ресурсов нефтяных месторождений. **Ключевые слова:** нефть, разработка, месторождение, гидрогеология, напряжение.*

Voleysho V.O. (VSEGINGEO)

THE MAIN PROBLEMS OIL AND GAS FIELD HYDROGEOLOGY

Basic problems of the oil and gas-producing hydrogeology, connected with watering of deposits under development are discussed. There are preplanned the high-priority actions for their

*solution. Theoretical and practical principles of a new technology for development of hydrocarbonic deposits, based on over-roof watering, are described. There is presented a hypothesis saying in favor of non-regenerability of oil deposits resources. **Keywords:** oil, development, deposit, hydrogeology, strain.*

В России подсчет запасов углеводородных месторождений производится не для естественного режима истощения, как в США и других нефтесырьевых странах, а исходя из принудительного режима эксплуатации. При этом используемый набор мер искусственного воздействия на продуктивный пласт ограничен, как правило, законтурным и внутриконтурным заводнением. Масштаб и интенсивность применения первичного внутриконтурного заводнения, ради достижения больших уровней добычи нефти, достиг угрожающих размеров. Уже в 1990-х годах в России более 95 % добычи нефти осуществлялось и продолжает осуществляться до сих пор за счет принудительного заводнения. Стандартное, как по шаблону, повсеместное применение заводнения привело к преждевременному обводнению многих месторождений. Обводненность добываемой продукции в среднем по России составляет более 80 %. Некоторые эксплуатируемые месторождения Западной Сибири содержат в извле-

каемой скважинами жидкости не более 10 % нефти, а остальные 90 % — вода. Все месторождения нефти или газа, разрабатываемые традиционно с применением законтурных или внутриконтурных технологий в режиме форсированного отбора продукции, сопровождаются интенсивным обтеканием технической водой нефтегазонасыщенных зон, которые в форме целиков различных размеров, содержащих огромные объемы продукции, относятся к категории не извлекаемых или трудно извлекаемых запасов нефти или газа. В рыночных условиях дальнейшая разработка таких месторождений становится нерентабельной, и они консервируются. В эксплуатацию включаются новые участки и месторождения, судьба которых, при традиционном способе разработки, определена описанным сценарием.

Трудно извлекаемые запасы в балансе промышленных запасов нефти России непрерывно увеличиваются, приближаясь в отдельных нефтегазоносных регионах к своему пределу-100 %.

Даже беглый анализ сложившейся ситуации на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях страны показывает, что применяемый принудительный способ поддержания пластового давления не выдерживает никакой критики, противоречит основным законам подземной гидравлики и должен быть коренным образом модифицирован.

К сожалению, интенсивное освоение нефтегазовых ресурсов Западной Сибири с помощью законтурного и внутриконтурного заводнения привело к большим негативным последствиям.

Месторождение нефти — это открытая, энергетично равновесная, неустойчиво природная система с быстро меняющимися динамическими параметрами под влиянием внешних и внутренних региональных и локальных естественных и искусственных факторов. В результате интенсивной разработки углеводородных месторождений природная равновесная система подвергается мощной стрессовой нагрузке, приводящей к резкому ухудшению естественных энергетических, фильтрационных, емкостных и физико-химических параметров продуктивного пласта. В период разработки месторождения природная равновесная система становится техногенно-неустойчивой. Интенсивный отбор флюидов из продуктивного пласта приводит к резкому нарушению природного энергообмена нефтенасыщенной системы и динамично-неустойчивому ее состоянию в целом. Все месторождения нефти или газа, разрабатываемые традиционно с применением законтурных или внутриконтурных технологий (принцип массообмена) в режиме форсированного отбора продукции, сопровождаются интенсивным обтеканием технической водой нефтегазонасыщенных зон, которые в форме целиков различных размеров, содержащих огромные объемы продукции, относятся к категории не извлекаемых или трудно извлекаемых запасов нефти или газа. Почему и отчего происходит обводнение продуктивных пластов и эксплуатационных скважин? Огромные депрессии, возникающие в продук-

тивном пласте (≥ 5 МПа) в результате высоких темпов отбора флюидов приводят к нарушению сбалансированного режима нефтеводяного контакта. Энергообмен, который управляет отбором упругой составляющей части нефтяных запасов резко нарушается, и поддержание неразрывности фильтрации флюида компенсируется массообменом. В результате происходит смещение нефтеводяного контакта. В условиях законтурного и внутриконтурного заводнения продуктивных пластов этот процесс становится необратимым. Вода заполняет фильтрационные каналы. Вследствие этого увеличивается обводненность скважин и уменьшается их продуктивность. Это явление характерно для пластовых коллекторов Западной Сибири и особенно четко проявляется в околоскважинной зоне продуктивного пласта.

Локальные техногенные системы, созданные в результате многолетней интенсивной разработки с помощью шаблонного поддержания пластового давления гидродинамическим способом, в конечном счете, выводят месторождение из разработки. Управление такими системами традиционным способом приводит к уничтожению природных флюидонасыщенных систем и, следовательно, к потере добываемой нефти, низкому коэффициенту извлечения нефти (КИН) и очень малой продуктивности скважин.

Опыт разработки нефтегазовых месторождений в Западной Сибири подтверждает необходимость индивидуального подхода к каждому объекту. В настоящее время для поддержания уровня добычи нефти на многих месторождениях применяется широкий набор средств и методов вторичного воздействия на «сработанный» пласт: гидравлический разрыв пласта и бурение горизонтальных скважин. Все они направлены на повышение пластовой энергии и восстановление пластового давления нефтяной залежи. Эти методы дают лишь кратковременный эффект по увеличению продуктивности скважин, не обеспечивают существенно увеличения добычи нефти и незначительно повышают КИН. Состояние техногенных систем нефтегазовых месторождений, находящихся в эксплуатации из-за неумелого обращения с этими объектами и интенсивной выработки остаточных запасов, стремительно ухудшается.

Эксплуатация запасов углеводородных месторождений на естественном режиме их истощения осуществляется за счет упругой энергии продуктивного пласта, которая сформировалась в природных условиях напряжением от региональных внешних сил, представленным главным образом геостатическим (литостатическим) давлением.

Невозмущенное различными дополнительными региональными или локальными изменениями внешних сил состояние среды примем за исходное. Известно, что для однородного напряженного состояния, близко к которому находится нефтегазовый пласт, залегающий на глубине z , нормальное напряжение определяется собственным весом столба вышележащих пород с объемным весом ρg . При определенной

плотности горных пород в интервале от $z=0$ (дневная поверхность) до $z=H$ (глубина залегания нефтегазового пласта) принятой (ρ) и постоянной величине ускорения свободного падения (g), вес вышележащих пород равен

$$P_s = \rho g \int \partial Z = \rho g H \quad (1).$$

Принимается, что геостатическое (литостатическое) давление, действующее на кровлю продуктивного пласта является величиной постоянной ($P_s = \text{const}$) и увеличивается с глубиной его залегания. Напряжение, возникающее на площади контакта продуктивного пласта с перекрывающей его кровлей, под действием веса вышележащих пород P_s , в соответствии с основным уравнением подземной гидростатики, должно быть уравновешено внутренними силами: реакцией минерального скелета флюидовмещающих пород (интергранулярным давлением — P_u) и поровой жидкостью (гидростатическим или поровым давлением — P_p).

Равновесие внешних сил, действующих на пласт, и внутренних сил в этом пласте в ненарушенных эксплуатацией условиях имеет вид

$$P_s = P_u + P_p \quad (2).$$

Под влиянием эксплуатации продуктивного пласта поровое давление падает и для его поддержания используется законтурное или внутриконтурное заводнение, которое на стадии энергообмена приводит к повышению производительности эксплуатационных скважин, а затем на стадии массообмена к обводнению разрабатываемых месторождений.

Предлагаемый патентованный способ увеличения пластового давления нефти или газа путем создания дополнительной весовой нагрузки на кровлю продуктивного нефтяного или газового пласта обеспечивает по сравнению с существующим способом возможность поддерживать упругую энергию пласта в процессе его эксплуатации и одновременно изолировать продуктивный нефтяной или газовый пласт от технической воды, что предотвращает обводнение нефтяного или газового месторождения, эксплуатационных скважин и сохраняет пластовые физико-химические свойства нефти или газа [1]. По существу предлагается надкровельное заводнение продуктивного пласта (налив над кровлей сверху). Специфической особенностью нового способа увеличения пластового давления нефти или газа является возможность отработки низко продуктивных, истощенных, законсервированных в условиях практической потери горизонтальной подвижности углеводных скоплений оконтуренных, как правило, технической водой.

На ближайшую перспективу в России остается практически одна возможность эффективно использовать имеющиеся месторождения, большинство которых из числа разрабатываемых находятся на стадии исчерпания активных рентабельных запасов. В ближайшие десятилетия мы вынуждены эксплуатировать трудно

извлекаемые запасы нефти и мало дебитные месторождения.

В качестве первоочередного мероприятия, для решения основных проблем нефтегазопромышленной гидрогеологии предусматривается внедрить новую технологию в практику нефтедобывающих предприятий страны. Для этого необходимо осуществить следующие организационно-технические меры:

определить для каждого разрабатываемого нефтяного месторождения оптимальные режимы их доработки и допустимый режим интенсификации;

произвести инвентаризацию остаточных запасов на разрабатываемых или законсервированных объектах Западной Сибири и других регионов страны.

Для проверки новой промышленной технологии и ее научной концепции целесообразно осуществить апробацию этой технологии в различных нефтедобывающих предприятиях страны. Впервые эта технология была опробована в 2006 г. на Альметьевском месторождении. После пятилетнего простоя из-за истощения месторождения использование новой технологии позволило возобновить добычу нефти. Возобновление эксплуатации законсервированного месторождения удивило специалистов и единственным объяснением этого явления явилось заключение академика А.Н. Дмитриевского, директора института проблем нефти и газа РАН, о возобновляемости углеводородных ресурсов. Эта гипотеза, согласно которой в недрах планеты постоянно формируются новые запасы нефти и газа, подпитывающие разрабатываемые месторождения. Эта гипотеза особенно в последнее время получила широкое распространение среди сотрудников Татнефти. Недавно геологи Татарстана опубликовали материалы, которые якобы подтверждают эту гипотезу. Основным доказательством нефтегенерирующей роли фундамента является то, что нефти из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода и битумоиды фундамента генетически тождественны. Следующим аргументом является то, что залежи нефти осадочного чехла приурочены к разломам в фундаменте [2]. Существующие теории органического и неорганического происхождения нефти до настоящего времени не получили убедительной аргументации в пользу одной из них. Этот факт выступает в пользу гипотезы внеземного происхождения нефти.

Астрономы располагают фактическим материалом о столкновении Земли и Тейи, в результате чего Земля изменила направления своего вращения, образовалась Луна и нефть перелилась с Тейи на Землю. С космических позиций формирования нефти месторождения углеводородов в земных недрах имеют дно.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Волейшо, В.О.* Патент «Способ повышения пластового давления нефти или газа» / В.О. Волейшо, М.Л. Лукьянов. — Бюллетень изобретений 9. — 2006.
2. *Муслимов, Р.* Нефть и газ без конца / Р. Муслимов // Журнал Нефть и капитал. — 2007. — № 3(134). — С. 44-47.

© Волейшо В.О., 2017

Волейшо Владислав Оскарлович // vsegingeo@bk.ru