

УДК 622.276

П.С. Демичев, геолог; С.С. Демичев, главный геолог;

О.Г. Отрадных, коммерческий директор ООО «НПФ «Геотерм»;

О.В. Фоминых, e-mail: fov@tsogu.ru, Тюменский государственный нефтегазовый университет

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СПОСОБА И МАТЕРИАЛОВ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Как известно, не существует четких границ между пластовыми флюидами: свободный газ, подвижная в обычном понимании нефть и свободная вода разделены между собой в залежах по гравитационно-капиллярному принципу. Закон изменения водонасыщенности пород по высоте залежей нефти и газа один: водонасыщенность закономерно возрастает по мере приближения к полностью водонасыщенным породам (к «зеркалу свободной воды») (рис. 1).

Чем выше контраст порометрических характеристик контактирующих слоев в залежи и выше неоднородность (расчлененность) ее строения, тем сложнее характер изменения остаточной водонасыщенности по высоте залежи. Характер распределения водонасыщенности по высоте реальной залежи получают путем построения графика изменения величины k_v или $k_{нт}$ в зависимости от абсолютной глубины залегания пластов (или удаления по вертикали пласта от отметки ВНК) по всем скважинам месторождения. Высота каждой зоны зависит от геологических особенностей строения и условий формирования залежи и коллекторских свойств пород.

В.К. Федорцов, рассмотрев залежь как укрупненную скважину, также выделил границы зон после статического дифференцирования, распределенного по высоте залежи удельного электрического сопротивления для однотипных по своему литологическому составу пород. Схема распределения различных по нефтенасыщенности зон по высоте нефтяной залежи представлена на рисунке 2, в соответствии с которой снизу вверх выделяют:

- водонасыщенную зону;

- зону с остаточной нефтью, в подошве которой содержание остаточной нефти $\sigma_{н.о} = 0$, а в кровле – фазовая проницаемость по нефти $K_n^1 = 0$. Приток из этой зоны при испытании скважин осуществляется за счет свободной воды;

- зону совместных притоков воды и нефти. В подошве этой зоны фазовая проницаемость по нефти $K_n^1 = 0$, а содержание остаточной нефти соответствует ее максимальному значению. В кровле зоны фазовая проницаемость по воде $K_v^1 = 0$, свободная вода этой границы целиком переходит в связанную. При испытании из этой зоны получают притоки за счет свободной воды и подвижной нефти, по соотношению которых расчетным путем ее можно разделить на эквивалентные водо- и нефтенасыщенную толщины;

- зону недонасыщения порового объема коллектора нефтью.

Водонефтяной контакт по такому расчету проходит внутри этой зоны.

На нижней границе зоны фазовая проницаемость по воде $K = 0$, на верхней нефтенасыщенность достигает своего максимального значения. Водонасыщенность коллектора по толщине зоны снизу вверх убывает в результате снижения объема диффузных слоев. При

испытании вместе с нефтью получают следы или небольшое количество пластовой воды частичной подвижности диффузных слоев при создании на пласт градиента давления. Для зоны предельного нефтенасыщения характерно максимальное и примерно одинаковое по высоте для равнопроницаемых коллекторов нефтенасыщение. При испытании из нее получают безводную нефть. Выполненные исследования не удовлетворяют условию однозначного выбора как объекта, так и способа интенсификации притоков, поскольку они не дают прогнозной оценки продуктивности пласта по нефти и эффективности того или иного способа воздействия на прискважинную зону.

Проведены дополнительные исследования в данном направлении для разработки геолого-промысловых основ применения физико-химических методов интенсификации притоков.

Полагая, что коэффициент нефтенасыщенности является наиболее коррелируемым параметром с фазовой проницаемостью по несмачивающей фазе, по аналогичной методике изучено его распределение по высоте залежей, характерных по своему строению для Среднеобской нефтегазоносной обла-

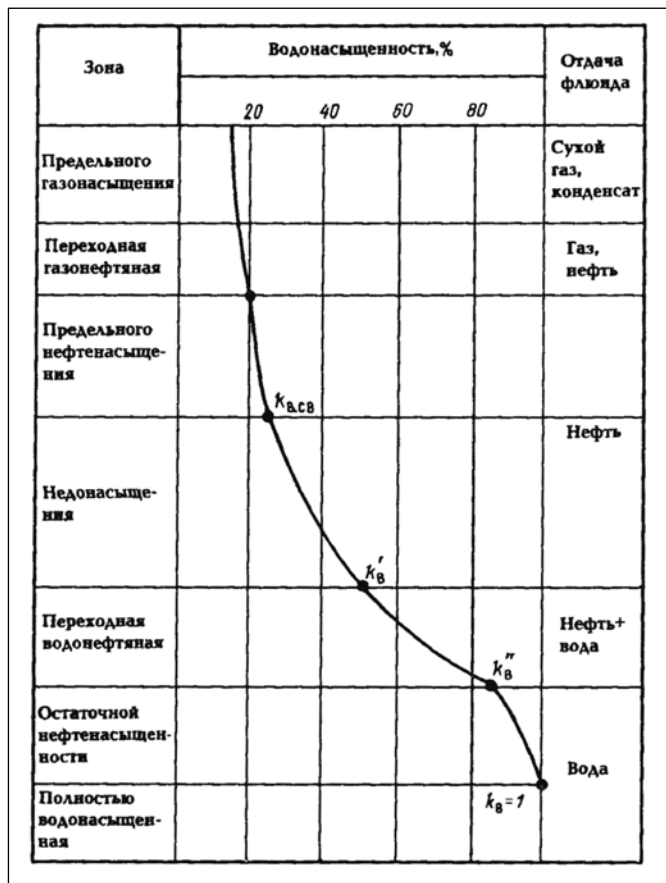


Рис 1. Схема насыщения и отдачи флюида при опробовании продуктивных пластов нефтегазовых месторождений (по А.В. Ручкину, 1983)

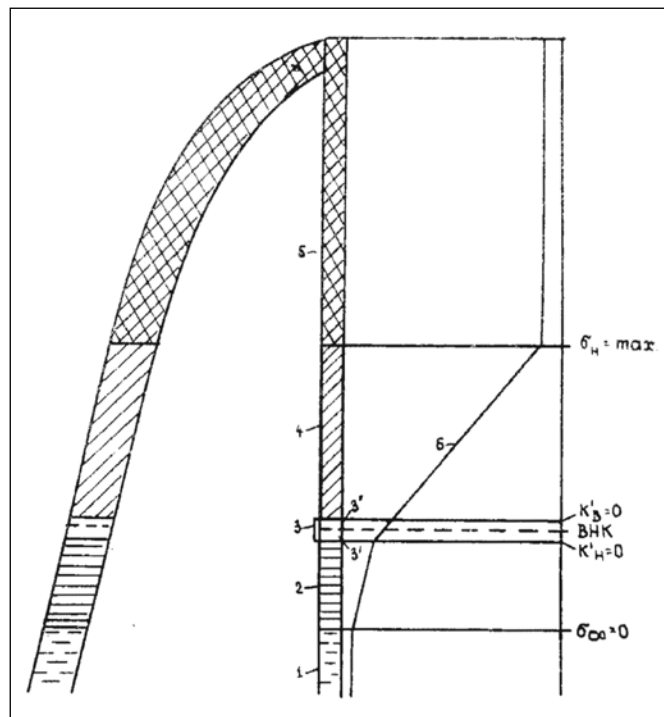


Рис. 2. Схема распределения различных по нефтенасыщенности зон по высоте нефтяной залежи: 1 – вода; 2 – зона с остаточной нефтью; 3' – зона совместных притоков нефти и пластовых вод (3'' – зона эквивалентной водонасыщенной мощности; 3''' – зона эквивалентной нефтенасыщенной мощности); 4 – зона недоныщения; 5 – зона предельного нефтенасыщения; 6 – условная статическая линия распределения удельного электрического сопротивления пласта по высоте залежи (по Федорцову В.К.)

сти. Коэффициент нефтенасыщенности определялся по стандартной методике с использованием графиков $P_n = f(K_n)$ и $P_{н1} = f(K_v)$. Затем проводилось построение зависимостей в координатах: нефтенасыщенность пластов (K_n) – превышение над установленной отметкой ВНК(Н). Полученные зависимости для каждого литологического типа пород показали, что в нефтенасыщенной зоне фактические точки располагаются в некотором диапазоне между правой и левой ветвями, разнос которых обусловлен различиями в литологическом составе пород-коллекторов. Методом статистического дифференцирования кривая K_n разделялась на отдельные самостоятельные зоны по степени нефтенасыщения.

Например, на Федоровском месторождении положение ВНК определено в нескольких скважинах в процессе испытания и по результатам интерпретации материалов ГИС.

В результате обработки фактического материала были выделены в пласте БС₁₀ ($\alpha_{нс} > 0,55$) четыре зоны по степени нефтенасыщенности:

- а) водонасыщенная зона с нулевым градиентом dK_n / dH ;
- б) зона с остаточной нефтью по увеличению градиента dK_n / dH вверх по разрезу;
- в) зона недоныщения с увеличением градиента до стабильного значения, причем зона «в» подразделяется на две подзоны: подзона «в₁» – с притоками флюида преимущественно воды с нефтью и подзона «в₂» – с притоками флюида преимущественно нефти с водой;
- г) зона предельного нефтенасыщения пород по стабилизации градиента dK_n / dH .

Аналогичные работы проведены и по залежи пласта БП₆¹⁻³ Комсомольского месторождения, которая находится в разработке с 1988 г. Залежь пластово-сводовая с обширной газовой шапкой – ГНК на абсолютной отметке 2166 м и обширной водонефтенасыщенной зоной – ВНК на абсолютной отметке 2181 м. Высота нефтяной части залежи составляет в среднем 15 м.

Обращает на себя внимание несоответствие достигнутой обводненности – 55% и отобранных запасов от НИЗ –

9,65%. Динамика обводненности свидетельствует о том, что уже на 2-й год разработки она составляла 33,3%, на 7-й – 49,8%, а новые скважины вводились со среднегодовой обводненностью 45 и более % в тот период, когда закачка не была организована. Причем наряду с чистыми притоками нефти были получены притоки нефти с водой и воды с нефтью на различных абсолютных отметках по высоте нефтенасыщенной части залежи, вплоть до самого ГНК на высоте 15 м от ВНК. По результатам ПГИ, в подавляющем большинстве случаев получены однозначные заключения о поступлении пластовой воды из пласта. Подтверждением вышесказанному могут служить результаты освоения в 2004 г. новых скважин и зарезки боковых стволов по пласту БП₆¹⁻³.

Так, в новой скважине № 6110 куст 24 из вскрытого интервала пласта на абсолютной отметке 2265–2270 м, что на 7–12 м выше установленного среднего положения ВНК, получен приток воды с нефтью с содержанием последней от 5 до 14%. По результатам ПГИ и химических анализов вода – пластовая.

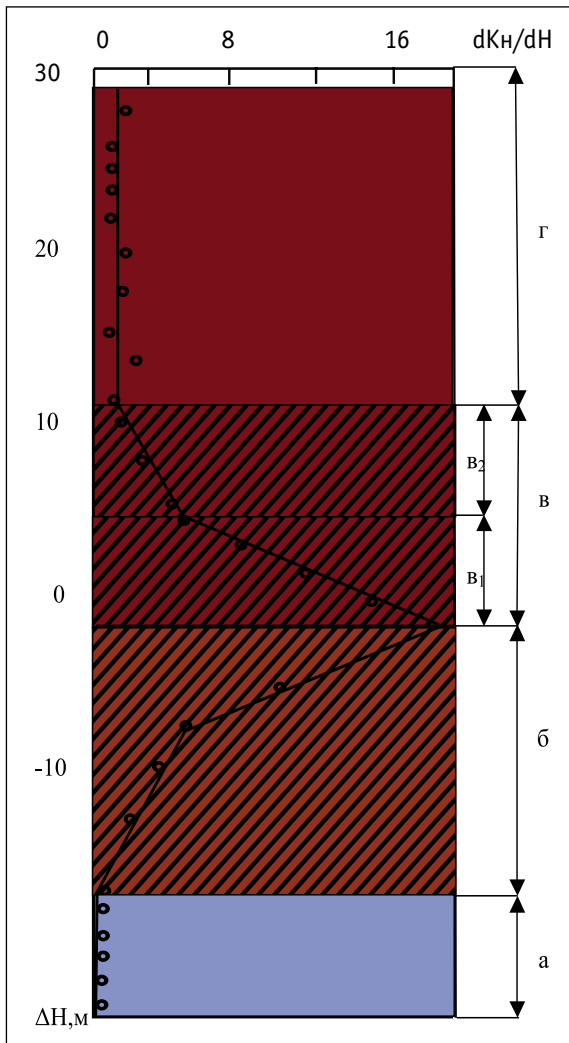


Рис. 3. Изменение градиента нефтенасыщенности по разрезу нефтяной залежи Федоровского месторождения. Зоны: а) – водонасыщенная, б) – остаточной нефтенасыщенности, в) – недонасыщенная, г) – предельного нефтенасыщения

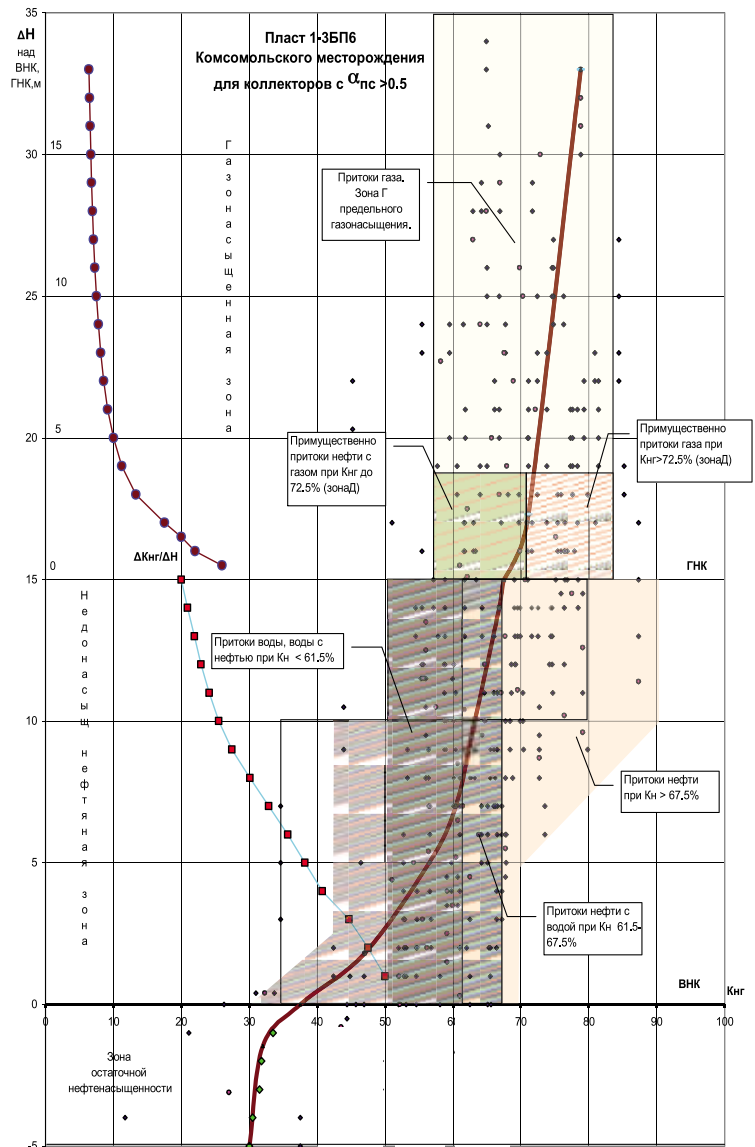


Рис. 5. Изменение градиента нефтенасыщенности по разрезу газонефтяной залежи Комсомольского месторождения

В боковых стволах скважин, пробуренных в восточной части залежи:

- № 632 куст 6, № 6108 куст 22 – из пласта, вскрытого этими скважинами на одинаковых абсолютных отметках в зоне ГНК (абсолютная отметка нижней точки вскрытия – 2264 м, что на 18 м выше ВНК), получены соответственно притоки чистой нефти в скважине № 632 и нефти с водой (38%) в скважине № 6108.
- В скважине № 612 куст 12 с нижней точкой вскрытия на абсолютной отметке 2266 м (выше ВНК на 16 м) получен приток воды с нефтью (5%).

По геолого-геофизическим и промышленным данным, все эти скважины расположены в нефтенасыщенной части пласта, а притоки воды однозначно интерпретируются из пласта.

Такая же ситуация с характером притоков отмечается и на западном крыле залежи, и в центральной ее части.

По горизонтальным скважинам, пробуренным в разные годы на разных абсолютных отметках по высоте нефтенасыщенной части пласта, в составе начальных притоков присутствовала пластовая вода с содержанием от 3 до 44,5%. По 7 скважинам, пробуренным в 2002 г., обводненность к концу года увеличилась с 3 до 43,7%, а по 3 скважинам 2003 г. она к концу года составила 17%.

Таким образом, анализ геолого-геофизического и промышленного материала свидетельствует о несоответствии характера получаемых притоков по высоте нефтенасыщенной части залежи и принятой геологической модели пласта БП₆¹⁻³.

В этой связи проведен анализ по характеру изменения коэффициентов нефтенасыщенности в зависимости от их распределения по высоте залежания (ΔH) от ВНК. Анализ проведен по 24 скважинам, расположенным в различных частях пласта. Построена кривая распределения коэффициентов нефтегазонасыщенности (КНГ) в зависимости от удаления (ΔH) от установленной отметки ВНК (ГНК).

На втором этапе в соответствии с графиком ΔH – КНГ построен график распределения градиента коэффициента нефтегазонасыщенности (КНГ/ΔH) в зависимости от удаления от установленной ВНК (ГНК). По статистическому дифференцированию полученной кривой (КНГ/ΔH – ΔH) выделены зоны по высоте залежи в зависимости от

распределения КНГ. По анализу распределения градиента нефтенасыщенности (КНГ/ΔН) от ΔН и установлено следующее.

1. Отсутствие по залежи пласта БП₆¹⁻³ зоны предельного нефтенасыщения, для которой характерны притоки безводной нефти.

2. Вся залежь приурочена к зоне В-недонасыщения нефтью (от ВНК до ГНК) со средней мощностью 15 м.

3. В газовой части залежи над ГНК (3,8 м) выделена зона повышенного содержания остаточной нефти, в которой возможны притоки нефти с газом.

В зоне В-недонасыщения сосредоточены все запасы нефти пласта БП₆¹⁻³. Для этой зоны в основном характерны притоки нефти с водой и воды с нефтью. Притоки безводной нефти, характерные для предельнонасыщенной зоны, которая в залежи отсутствует, встречаются редко.

Таким образом, выработка запасов нефти пласта БП₆¹⁻³ будет осуществляться с добычей значительных объемов пластовой воды, поэтому основным методом интенсификации добычи нефти является селективная изоляция добывающих скважин. Другие мероприятия при таких условиях не эффективны в связи со значительным риском и непредсказуемостью в получении эффекта – ГРП, ОПЗ, ЗБС, бурение горизонтальных скважин и т.д.

Притоки пластовой воды по всей высоте недонасыщенной зоны связаны с течением диффузионных слоев связанной воды при изменении давления в процессе разработки залежи.

В зоне В-недонасыщения пласта БП₆¹⁻³ выделены две подзоны – нижняя В¹ интенсивным течением диффузионных слоев связанной воды (толщина 10 м) и верхняя В² повышенного нефтесодержания (5 м), где течение слоев воды может проявляться в меньшей степени.

Помимо этого, в соответствии с результатами эксплуатации скважин для пласта БП₆¹⁻³ выявлена сквозная зависимость Кн и возможного получения притока того или иного состава для коллекторов со значениями $\alpha_{nc} > 0,5$, а именно:

- при Кн > 67,5% возможны притоки безводной нефти. Вероятность их получения выше в подзоне В²;

- при Кн = 61,5– 67,5% – преимущественно притоки нефти с водой, как в подзоне В², так и в подзоне В¹;

- Кн < 61,5% – преимущественно притоки воды с нефтью и воды, как в подзоне В², так и в подзоне В¹.

Объяснение причин обводнения продукции пласта БП₆¹⁻³ поднятием контурных и подошвенных вод в связи с падением давления в газовой шапке и вытеснением нефти в последнюю представляется маловероятным по следующим соображениям.

1. К настоящему времени нефтяная часть залежи должна быть полностью заводнена пластовой водой, а газовая шапка разгазирована и заполнена нефтью.

2. С учетом соотношения объема порового пространства газовой шапки (46 450 тыс. м³ – 23%) и нефтяной залежи (155 437 тыс. м³ – 77%) в газовую шапку должно было переместиться 5208 тыс. т нефти. Через эксплуатационные скважины в процессе подъема контурных и подошвенных вод должно быть добыто 17 436 тыс. т начальных извлекаемых запасов нефти, а фактически добыто 2185 тыс. т.

То есть наличие обводненной продукции для пласта БП₆¹⁻³ объясняется зональным строением залежи, которая полностью представлена недонасыщенной зоной В, в которой притоки воды связаны с течением диффузионных слоев связанной пластовой воды при перепаде давлений в процессе разработки.

В этой связи для повышения эффективности разработки рассматриваемых выше объектов необходим комплексный подход к ограничению притоков воды. Для рассматриваемых объектов необходимо ограничение притока воды непосредственно из послонно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяются методы, позволяющие отключить обводненный пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон для воды. В этом случае ограничение движения воды по промытым и другим высокопроницаемым интервалам, как показывает практика применения селективных водоизолирующих материалов, можно осуществлять, увеличивая фильтрационное сопротивление обводненных зон. Для этого необходимо применять фильтрующиеся в пористую

среду водоизолирующие материалы, обладающие избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды.

Наиболее эффективной для этого, на наш взгляд, будет технология селективной изоляции на основе смолы пирролиза (ТСП) и сернокислого алюминия Al₂(SO₄)₃. Эта технология воздействия на нефтеводонасыщенный пласт основана на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков. Ограничение движения пластовых и закачиваемых вод путем повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора является одним из направлений совершенствования методов заводнения залежей, позволяющим повысить их эффективность на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Снижение степени неоднородности обводненного продуктивного пласта по подвижности пластовых жидкостей в результате увеличения фильтрационного сопротивления обводненных зон создает более благоприятные условия для применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи.

Литература:

1. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. *Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин.* – М.: Недра, 1998. С. 8–30.
 2. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. *Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири.* – Тюмень: Слово, 2000. С. 14–20.
 3. Федорцов В.К. *Методика выбора объектов испытания в терригенных гидрофильных коллекторах поисково-разведочных скважин: Тр. ин-та ЗапСибНИГНИ.* – Тюмень, 1980. – С. 25–44.
 4. Федорцов В.К. *Условия течения и способы подавления водоявления диффузного слоя зон недонасыщения нефтяных месторождений Широкого Приобья: Тр. ин-та ЗапСибНИГНИ.* – Тюмень, 1980. С. 44–61.
- Ключевые слова:** водоизоляционные работы, обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы.