

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИЧИН МНОГОКРАТНОЙ ВОСПОЛНИМОСТИ
ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**© 2000 К.Б. Аширов¹, Т.М. Боргест¹, А.Л. Карев²¹ Самарский государственный технический университет² Комитет природных ресурсов по Самарской области

Начиная с конца 50-х годов и по настоящее время, на ряде месторождений Самарской области отмечен происходящий рост запасов нефти на разрабатываемых месторождениях. В ряде случаев пересчет запасов производился трижды. Объяснить их возрастание против результатов первых подсчетов, производившихся по неполным разведочным данным, нельзя, так как последующие пересчеты базировались на данных уже разбуренных месторождений, когда подсчетные параметры были предельно уточнены. Авторами работы предпринята попытка комплексного рассмотрения обозначенной проблемы и установления причин данного явления, представляющего как большой научный, так и, особенно, практический интерес.

Большинство исследователей придерживаются взглядов на геологически раннее время формирования нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, в том числе и в Урало-Поволжье. Однако накопленный за прошедшие годы значительный по объему фактический материал, не позволяет согласиться с существующими представлениями.

Когда мы говорим о формировании месторождений или миграции нефтей, необходимо учитывать, что нефть обладает способностью своими полярными компонентами – смолами, асфальтенами и др. гидрофобизовать вмещающие ее породы как в объемах залежей, так и породы, по которым нефть мигрировала, создавая на поверхности пор и трещин пленку из ее полярных компонентов. Толщина пленок зависит как от содержания в нефтях гидрофобизаторов (при более вязких нефтях толщина пленки больше), так и от температуры, которая снижает толщину.

Толщина пленок, именуемых граничными слоями, по данным исследований И. Л. Мархасина [1] по объему может занимать от 20 до 60 % порового пространства. Установлено, что во всех случаях при уходе нефтей из залежей и на путях их миграции обязательно должен оставаться след в виде практически накрепко связанного с пористыми породами граничного слоя.

По данным исследований И.Л. Мархасина даже длительная разработка с прокачкой через нефтенасыщенные пласты больших объемов воды не может смыть граничные слои, сохраняющиеся практически полностью в “промытых” объемах залежей.

Далее необходимо учесть установленный геохимиками ВНИГРИ, а также другими исследованиями факт генетической общности нефтей и битумов нефтепроизводящего доманикового горизонта с нефтями и битумами месторождений Урало-Поволжья [2]. Стратиграфически доманик приурочен к кровле отложений девона.

С учетом изложенного невозможно согласиться с некоторыми исследователями в том, что формирование месторождений происходило в несколько этапов, причем стратиграфически более молодые залежи формировались за счет более древних.

Так, по К.А. Машковичу, в Урало-Поволжье первоначально нефтяные залежи формировались в отложениях девона одновременно с литификацией морских осадков причем на небольших глубинах. Затем за счет миграции нефти из девонских нефтяных залежей сформировались месторождения в отложениях карбона и перми. Но им не учитывается тот факт, что первоначально сформировавшиеся девонские структурные ловушки имели

Таблица 1. Зависимость газонасыщенности и давления насыщения нефтей от мощностей покрышек у залежей пластов Д₁ – Д₄ в терригенной толще девона Мухановского месторождения

Пласты	Плотность дегазированной нефти при 20 ⁰ С, г/см ³	Средняя проницаемость коллектора, мкм ²	Мощность глинистой покрышки, м	Газовый фактор, м ³ /т	Давление насыщения, МПа
Д ₁	0,823	50	25-30	400	21,0
Д ₂	0,838	200	4-10	120	12,3
Д ₃	0,818	200-300	15-22	170	14,5
Д ₄	0,807	10	15-25	290	20,3

емкость, равную всего 25-45% от современной, и их доформирование с увеличением их емкости было связано с последующим альпийским тектогенезом. Но и в настоящее время девонские структурные ловушки по емкости вместимости в Зольном овраге в 2,5 раза меньше карбоновых, в Муханово меньше в 2 раза, в Тарханах и Дерюжовском месторождениях в 3 раза и т.д. Поэтому, когда К.А. Машкович утверждает, что нефтяные залежи в отложениях карбона и перми сформировались за счет девонских залежей, возникает вопрос, как менее емкие по запасам нефти девонские залежи могли за свой счет сформировать залежи в более емких ловушках в карбоне да еще остаться с запасами на полную их емкость? К этому нужно добавить, что и из девонских ловушек вся нефть не могла мигрировать, так как значительная ее доля должна была остаться в виде граничных слоев.

Или, согласно взглядам В.В. Вебера, А.А. Али-Заде, П. Смита и др., залежи нефти сформировались одновременно с захоронением органики в морских илах. Тогда непонятно, как нефть, образовавшаяся в илах (будущих глинах), которые крайне бедны органикой по сравнению с количеством органики, захороненной в доманиковом горизонте, могла отжаться из илов, когда ее не хватило бы даже для формирования граничного слоя? Да и вообще глины непроницаемы для крупных углеводородных молекул. Кроме того, для преобразования морской органики в углеводороды необходимо время и высокая температура, что отсутствовало у свежееотложенных илов.

Канадский ученый В. Гассоу предложил

определять возраст нефтяных залежей по давлению насыщения нефти газами. Но данный метод неприемлем, потому что газонасыщенность нефтей различна на различных участках нефтегазосного бассейна, как на его площади, так и по разрезу. А также и потому, что газонасыщенность нефтей связана с мощностями глинистых покрышек над залежами [3]. Так, на западе Самарской Луки на Сызранском месторождении у залежи пласта Б₂ среднего карбона газовый фактор всего 5 м³/т, тогда как на востоке Самарской области газовые факторы исчисляются сотнями кубических метров на тонну. А влияние мощностей покрышек на газонасыщенность пластовых нефтей видно из приводимой таблицы 1.

В последние годы наука стала как бы омолаживать залежи. По А. Леворсену залежи нефти формируются за один миллион лет. По С. Федорову, нефтяные месторождения Азербайджана формировались 20-30 млн. лет. С.П. Максимов, В.П. Степанов, Ю.Г. Такаев считали, что формирование месторождений Урало-Поволжья продолжалось 30-60 млн.лет, а время, необходимое для формирования месторождений Южной Эмбы, Н.А. Калинин определял в 35-100 млн.лет.

Для определения возраста газовых залежей В.В. Белоусовым, В.П. Савченко и А.Л. Козловым был предложен гелиево-аргоновый метод, а В.А. Соколовым - метод по диффузионной утечке из залежей метана. Но оба метода не нашли поддержки из-за невозможности определения необходимых параметров, зависящих от многих, подчас неподдающихся учету условий.

Итак, каково же реальное геологическое

время формирования нефтяных и газовых месторождений?

Как отмечалось, для месторождений Урало-Поволжья главным условием является признание для всех месторождений лютого стратиграфического возраста единой нефтепроизводящей толщи пород доманиковой фации [4, 5].

Вторым условием является учет геологического времени формирования структурных ловушек для нефти и газа, формирование которых еще не завершилось в продолжающуюся фазу альпийского тектогенеза.

Продолжающиеся тектонические процессы на Русской платформе подтверждаются ежегодными подъемами на 5-6 мм татарского и башкирского сводов, а в Жигулях - залеганием свыше, чем на 100 м над уровнем моря морских акчагыльских отложений, возраст которых – конец третичного периода. Стало быть, подъем Жигулей мог начаться только в четвертичном периоде, т.е. в наш тектонический век, в котором мы живем и когда только и сформировались структурные ловушки для нефтяных залежей, которые, кстати говоря, на всю вновь созданную их емкость заполнены нефтью.

Доказательством геологической молодости нефтяных залежей служит наличие у них древних горизонтальных водонефтяных контактов.

Например, в Самарской области на Покровском месторождении нефтяная залежь в башкирском ярусе среднего карбона в подошве полностью изолирована от пластовых вод горизонтальным слоем из вторичного кальцита. Если бы данная залежь сводового типа (в прошлом, плавающего типа) была сформирована раньше четвертичного периода, когда окончательно сформировалась здесь ловушка для залежи, то запечатывающий ее подошвенной слой не был бы горизонтальным.

В Жигулях на ряде месторождений, над которыми на поверхности имеются месторождения асфальтов, у залежей нефти имеются два водонефтяных контакта – нижний древний и верхний современный. Между ними коллекторы содержат остаточную нефть. Значит, первоначально, объем залежи определялся нижним водонефтяным контак-

том. В последующем, в процессе имевших место землетрясений, которые происходят и в наше время, как в Самарской области в Нефтегорске в 1986 году и в 1989 году в Татарии в Набережных Челнах и др., по образовавшимся разломам нефть излилась на поверхность, образовав залежи асфальтов. Но, поскольку и древние и современные водонефтяные контакты горизонтальные, то ясно, что структурные ловушки у залежей имеют самый молодой возраст, что подтверждается молодостью Жигулей на примере сверхвысокого залегания на них акчагыльских отложений. Доказательством современного излива нефтей, образовавших асфальтовые залежи, служит то, что асфальтом пропитаны современные отложения, а также то, что в асфальтовой массе заключены споры и пыльца современных растений.

Доказательством продолжающегося формирования нефтяных месторождений являются реальные водонефтяные контакты (ВНК) на крутых крыльях структур, примыкающих к тектоническим разломам. Например, в Татарии на Ромашкинском месторождении у горизонта D_1 на пологом северо-восточном крыле, на начало разработки ВНК отбивался на абсолютной глубине минус 1484 м, а на крутом южном крыле - на минус 1492 м, т.е. ниже на 8 метров. На Бавлинском месторождении в горизонте D_1 ВНК на пологом северном крыле отбивался на минус 1485 м, а на крутом южном - на минус 1491 м, т.е. ниже на 6 м.

В Башкирии в горизонте D_1 Туймазинского месторождения ВНК на пологом крыле был на минус 1482 м, а на крутом северном - на минус 1492, т.е. ниже на 10 м.

В Самарской области на Дмитровском месторождении у залежи пласта C_4 на пологом южном крыле ВНК на минус 2242 м, а на крутом северном на минус 2864 м, т.е. ниже на 26 м. Итак, за редким исключением, на крутых крыльях структур ВНК ниже, чем на пологих крыльях [6].

Обычно считается, что самая легкая нефть в залежах в их сводах, а на крыльях утяжеляется. Но на Ромашкинском месторождении, что характерно для всех месторождений, если сводовая нефть имеет плотность 0,860 г/см³, а на пологом крыле 0,870 г/см³ и, соот-

ветственно, вязкость сводовой нефти 2,4 мПа.с, а на пологом крыле 4,2 мПа.с, газовые факторы 65 м³/т и 39 м³/т и давление насыщения нефти газом 96,7 и 79 МПа, то на крутом крыле нефть самая легкая, с плотностью 0,854 г/см³, вязкостью 2,2 мПа.с, газовым фактором 71 м³/т и давлением насыщения 94 МПа. Характерно и то, что на крутых крыльях залежей по сравнению с пологими на приведенных плоскостях пластовая температура выше на 1-2 °С.

Согласно взглядам авторов пониженное положение водонефтяных контактов на крутых крыльях структур, примыкающих к тектоническим разломам, по которым в ловушки поступала нефть, связано с продолжающимся подтоком нефти из нефтематеринских отложений.

Имеющиеся примеры, как на Калиновском месторождении в Самарской области в пласте КС в верхней перми нефтяная залежь располагается только на крутом крыле, а свод структуры занят газовой шапкой.

Ясно, что в данном случае, поднимаясь по разлому, на крутом крыле нефть разгазировалась, газ, обгоняя нефть, сформировал газовую шапку, а нефть осталась на крутом крыле, под газом.

Примеры можно было бы и продолжить, но и приведенных достаточно для доказательства молодого, продолжающегося и в наше время, формирования месторождений.

Не менее характерны примеры грязевых вулканов в Азербайджане, Туркмении, на о. Сахалине, на юге Краснодарского и Ставропольского краев. Многие из них извергались на памяти людей десятки раз углеводородными газами. Самое интересное, что их залежи – накопители газа в недрах, не иссякают. А этот подток газа, естественно, современный [7,8].

Выводы о геологически молодом возрасте залежей нефти и газа (причем факты подтверждают и продолжающийся подток в их ловушки углеводородов) имеет и большое практическое значение.

На примере многих месторождений Самарской области было установлено, что при их разработке запасы нефти в них как бы восстанавливались в объемах, даже превосходя-

щих первоначальные. Поэтому приходилось их переутверждать в сторону их увеличения, иногда даже трижды, что видно из приводимой таблицы 2.

Объяснить увеличение запасов со временем ошибками при их подсчетах трудно (конечно, в отдельных случаях они и могли быть), так как видно из таблицы 2 имеются примеры, когда запасы пересчитывались трижды, т.е. когда залежи были разбурены и все подсчетные параметры были достоверны.

Приведенные факты подтверждают, что в процессе разработки может продолжаться приток в залежи новых порций нефти, чему должны содействовать образующиеся в них депрессии пластового давления.

По представлениям авторов внутрипластовой миграции нефти из нефтематеринских отложений кроме силы всплывания в сторону структурных поднятий способствовала и центробежная сила, связанная с вращением Земли. При достижении нефтью разломов и поднятия по ним в толщах осадочных пород (а возможно и поднятиях трещиноватых пород фундамента) формировались многопластовые месторождения [4, 9, 10].

На северной приразломной кромке Жигулей кроме изливавшейся на поверхность нефти изливались и тяжелые глубинные высокоминерализованные воды, где по месту их излиятий получило свое название и село Усолье.

Наглядно влияние центробежной силы от вращения Земли не только на подземный поток флюидов от полюсов к экватору, что установлено исследованиями В.А. Кротовой [11], но и при формировании уровней воды в поверхностных водоемах, в которых уровни воды у южных берегов имеют более высокие отметки, чем у северных, что видно из данных таблицы 3 [12].

На основании изложенных выше фактов может быть сделан важный практический вывод: в связи с установленными фактами восстановления в разрабатываемых месторождениях запасов нефти месторождения, завершённые разработкой, могут с течением времени восстанавливать свои запасы и вновь становиться объектами разработки [6, 13, 14].

Таблица 2. Результаты пересчетов балансовых и извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях Самарской области (в числителях – балансовые, в знаменателях – извлекаемые)

Месторождения	Запасы нефти категории АВС ₁		
	По первоначальному подсчету (с годом утверждения в ГКЗ), млн.т	Пересчет (с годом утверждения в ГКЗ), млн.т	Дополнительный пересчет (с годом утверждения в ГКЗ), млн.т
1	2	3	4
Ново-Ключевское	<u>10,365</u> 5,730 1961 год	<u>22,323</u> 9,965 1992 год	
Южно-Неприковское	<u>4,500</u> 1,590 1980 год ЦНИЛ	<u>19,327</u> 6,277 1987 год	<u>36,349</u> 14,230 1998 год
Никольско-Спиридоновское	<u>4,073</u> 1,804 1974 год	<u>6,504</u> 3,055 1982 год	<u>7,841</u> 3,262 1993 год
Софинско-Дзержинское	<u>4,670</u> 1,670 1980 год	<u>13,343</u> 5,310 1982 год	<u>19,183</u> 7,103 1994 год
Подъем-Михайловское	<u>2,265</u> 1,133 1971 год	<u>4,136</u> 2,309 1993 год	
Радаевское	<u>64,751</u> 30,595 1967 год	<u>78,227</u> 35,085 1994 год	
Яблонеvское	<u>36,408</u> 13,794 1954 год	<u>56,608</u> 17,321 1995 год	
Верхне-Ветлянское	<u>20,645</u> 9,808 1980 год	<u>28,498</u> 11,466 1996 год	
Винно-Банновское	<u>14,230</u> 5,739 1968	<u>17,089</u> 5,841 1996 год	
Зольненское	<u>1,483</u> 0,446 1959 год	<u>1,823</u> 0,547 1997 год	
Евгеньевское	<u>2,819</u> 1,099 утв. ЦКЗ	<u>4,619</u> 2,091 1991 год	

продолжение Таблицы 2

1	2	3	4
Утевское	<u>13,617</u> 4,942 1979 год	<u>16,904</u> 5,969 1995 год	
Белозерско- Чубовское	<u>26,650</u> 18,650 1959	<u>72,207</u> 38,304 1986	
Ново- Запрудненское	<u>60,607</u> 34,217 1962 год	<u>82,372</u> 46,543 1986 год	
Кудиновское	<u>1,090</u> 0,550 1980 год	<u>13,905</u> 8,255 1982 год	<u>26,623</u> 16,821 1998 год
Красноярское	<u>4,000</u> 3,000 1956 год	<u>34,900</u> 23,203 1958 год	<u>56,351</u> 32,596 ЦКЗ, 1990 год
Козловское	<u>41,180</u> 20,716 1966 год	<u>43,092</u> 23,408 1991 год	
Сологаевское	<u>4,572</u> 1,574 1992 год (01.01.92)	<u>11,448</u> 5,431 1992 год (27.03.92)	

Выводы

1. Установленные факты восполнимости запасов нефти на разрабатываемых месторождениях наряду с другими отмеченными доказательствами указывают на то, что процесс генерации нефти и газа нефтепроизводящими породами доманиковой фации еще не завершился, что позволяет высоко оценить

перспективы дальнейшей генерации в недрах нефти и газа.

2. Восполнимость запасов нефти на разрабатываемых месторождениях наряду с общепринятыми представлениями о гравитационном механизме миграции позволяет выдвинуть новую, неучитывавшуюся до настоящего времени, причину миграции флю-

Таблица 3. Характеристика уровней воды в водоемах

Водоемы	Протяженность по меридиану, км	Высота над уровнем моря, м	Разность уровней воды их северной и южной части, см
Рыбинское водохранилище	110	100	8,4
Озеро Севан	55	1900	88
Озеро Кара-Куль	30	3900	96
Озеро Байкал	450	450	165

идов в недрах - центробежную силу, связанную с вращением Земли.

3. На основании фактов геологически позднего, еще не завершившегося формирования структурных ловушек и наличия на крутых крыльях структур у нефтяных залежей пониженных водонефтяных контактов с геохимически – более свежими нефтями устанавливается незавершенность формирования месторождений нефти и газа, в которые продолжает поступать нефть из нефтепроизводящей толщи пород доманикового возраста.

4. Анализ фактических данных показывает, что геологическая молодость месторождений нефти и газа характерна не только для Урало-Поволжья, но и для других провинций. Например, наличие в Урало-Эмбинском районе залежей нефти в коллекторах четвертичного возраста как на Ново-Богатинском месторождении, в Азербайджане и в Туркмении, где нефтяные и нефтегазовые залежи приурочены к отложениям верхнего плиоцена, месторождения асфальтов приурочены к современным отложениям и др.

5. Наглядным примером современной углеводородной генерации являются грязевые вулканы Крымско-Кавказской, Азербайджано-Копетдагской провинций, многократные огненные извержения которых фиксируются даже на памяти людей (т.е. в истории нескольких поколений). Естественно, что для периодических неослабевающих по силе огненных извержений необходимо непрерывное пополнение газом глубинных очагов грязевых вулканов, иначе бы никаких разовых запасов не хватило для их непрерывной многовековой деятельности.

6. На основании изложенного следует, что поскольку доказана как геологическая молодость месторождений, так и непрерывная восполнимость их запасов нефтью и газом, напрашивается вывод, что считающиеся выработанными месторождения со временем смогут восстанавливать свои запасы. Но для решения производственных задач необходима всеобъемлющая изученность проблемы в научном и практическом отношении.

7. Доказательством справедливости сделанных выводов о причинах восполнения запасов даже в процессе разработки место-

рождений является то, что вполне естественные ошибки при первоначальных подсчетах, производимых по данным разведочного бурения исключаются, так как при вторых и, особенно, третьих пересчетах приобретаются достоверные сведения, поскольку месторождения разбурены и геологическое их строение и подсчетные параметры изучены.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977.
2. *Неручев С.Г., Rogozina Е.А., Зеличенко И.А. и др.* Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. М.: Недра, 1986.
3. *Аширов К.Б., Абрамова Л.М.* О допустимости определения времени формирования нефтяных залежей по количеству и составу растворенного газа // Геология нефтяных месторождений / Тр. Гипровостокнефть. М.: Недра, 1973. Вып. XVIII.
4. *Боргест Т. М.* Обоснование нефтегазогенерирующей роли доманиковых пород с позиций геолого-фациальных условий их седиментации в Волго-Уральско-Прикаспийском регионе // Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 1992. Вып. 85.
5. *Боргест Т. М.* Обоснование палеоэкваториального принципа в распределении нефтегазоматеринских толщ планеты // Повышение надежности и экологической безопасности в нефтедобывающем производстве. Самара: Гипровостокнефть, 1998.
6. *Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л.* Причины и механизм восполнимости запасов нефти в выработанных залежах // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 1999. № 6.
7. *Шнюков Е.Ф., Соболевский Ю.В., Гнатенко Г.И., Науменко П.И., Кутний В.А.* Грязевые вулканы Керченско-Таманской области. Атлас. Киев: Наукова думка, 1986.
8. *Аширов К.Б., Боргест Т.М., Чернов В.И., Анисимов П.А., Карев А.Л.* Грязевой вулканизм как показатель взаимосвязи неотектоники с глубинной газогенерацией // Тез. докл. межд. совещ. – семинара “Но-

- вейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа”. Баку: ИГАНА, 1997.
9. *Аширов К.Б., Боргест Т.М.* Причины периодических земных оледенений и их влияние на распределение нефтегазоносности. М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
 10. *Аширов К.Б.* Влияние всемирного тяготения и центробежной силы вращения Земли на геолого-физические процессы // Наука и технология углеводородов. 1999. № 3.
 11. *Кротова В.А.* Гидрогеологические критерии нефтеносности // Тр. ВНИГРИ, Л. 1960. Вып.147.
 12. *Грушинский Н.П., Грушинский А.Н.* В мире сил тяготения. М.: Недра, 1978.
 13. *Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л.* О перспективах восстановления запасов нефти в выработанных месторождениях // Недра Поволжья и Прикаспия. 1999. Вып.20.
 14. *Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л.* Геологическое время формирования как условие возобновляемости запасов нефти в разрабатываемых месторождениях // Наука и технология углеводородов. 1999. № 5.

THE REASONS OF REPEATED MANY TIMES GAS AND OIL RESTOCKING AT THE FIELDS BEING EXPLOITED IN THE SAMARA REGION

© 2000 K.B. Ashirov¹, T.M. Borgest¹, A.L. Karev²

¹Samara State Technical University

²Committee of Nature Resources on the Samara Region

Since the late fifties constant increase in oil resources has been observed at some fields being exploited in the Samara Region. The preliminary figures of oil resources were recalculated twice after deeper drilling to obtain the most precise data. Nevertheless the increase was observed, which seems to have no explanation.

The authors of the work have made an attempt to consider the problem thoroughly and to ascertain the reasons if the phenomenon which is of great scientific and practical importance.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

© 2000 В.Е. Титов, Г.С. Краснова, Ю.С. Солошенко

Самарский государственный технический университет

Рекомендуемые в настоящее время критерии применимости газовых методов для разработки нефтяных месторождений носят лишь рекомендательный характер. Внедрение проектов, в которых предусматривается использование какого-либо из газовых методов, требует тщательного анализа геологического строения объекта, параметров залежи и насыщающих ее флюидов. Для оценки возможности использования углеводородного газа на некоторых нефтяных залежах Среднего Поволжья предлагаются критерии, которые способствуют эффективной реализации проектов.

Применение метода воздействия на нефтяную залежь углеводородным газом высокого давления с целью повышения коэффициент извлечения нефти (КИН) имеет определенные ограничения, связанные как с физико-химическими свойствами пластовых флюидов, так и энергетическим состоянием залежи и ее геологическим строением.

Для оценки возможности применения газовых методов на нефтяных месторождениях рекомендуются соответствующие критерии их применения.

Однако современные представления о критериях складывались преимущественно на основании экспериментально-теоретического изучения процессов воздействия на пласты. Обобщение исследований с целью уточнения критериев проводились Э.М.Халимовым, А.А.Боксерманом, Н.Л.Раковским, В.С.Мелик-Пашаевым, С.А.Ждановым, М.Л.Сургучевым, А.Т.Горбуновым, Д.П.Забродиным и другими отечественными и зарубежными авторами.

Мнение практически всех авторов едино: рекомендуемые критерии могут служить лишь ориентиром при выборе объекта и метода воздействия на него.

Возможность эффективного применения того или иного процесса при воздействии на пласт необходимо рассматривать в конкретных геолого-физических условиях. В настоящее время в США и Канаде реализуются крупномасштабные работы на нефтяных месторождениях с применением углеводород-

ного газа высокого давления – это Фейервей и Ливесленд в Техасе; Фейруей, Келли Снайдер и Кроссет.

Используя накопленный опыт в проведении такого рода работ, как зарубежные, так и отечественные специалисты рекомендуют учитывать некоторые ограничения при их реализации.

Область испытания газовых методов по типу коллекторов, их проницаемости и стадии разработки весьма широка, однако диапазон вязкости нефти рекомендуется ограничить 15 мПа·с. Наивысшее число положительных результатов (75%) при закачке углеводородного газа получено в малопроницаемых не заводненых коллекторах. Газовое воздействие на пласт рекомендуется осуществлять при наиболее редкой сетке скважин.

При оценке возможности осуществления закачки газа рекомендуется руководствоваться четырьмя основными геолого-физическими факторами: типом коллектора, его средней проницаемостью, вязкостью нефти и стадией разработки объекта на начало внедрения метода.

Для осуществления более полной смешиваемости сравнительно дешевого газа (метана) с нефтью рекомендуется добавлять в него углеводороды промежуточной молекулярной массы.

Для выравнивания гравитационной и вязкостной неустойчивости рекомендуется вводить пенообразующие агенты.

Эффективность процесса добычи нефти

с использованием газа тем выше, чем больше давление разработки. Однако оно не должно превышать горное, так как в противном случае через раскрывшиеся трещины закачиваемый агент может слишком быстро прорываться к добывающим скважинам. Давление разработки при закачке сухого и обогащенного газа рекомендуется поддерживать в пределах 15÷20 МПа. Для осуществления смешивающегося вытеснения глубина залегания пласта должна превышать 1500 м.

Вытеснение нефти в несмешивающемся режиме возможно начиная с глубин порядка 600 м, а вертикальное вытеснение обеспечивает положительные результаты на глубинах порядка 400 м.

В горизонтально залегающих пластах эффективность газовых методов повышается с уменьшением толщины пласта (она не должна превышать 15 м).

Закачку газа высокого давления рекомендуется осуществлять в первую очередь в малопроницаемых коллекторах. Нижний предел проницаемости пластов оценен в 0,005 мкм².

Нефтесодержащий пласт должен иметь надежно изолирующие покрышки, предотвращающие возможность утечки флюидов при повышении в нем давления. Газовое воздействие может быть использовано на месторождениях, пласты которых сложены любыми породами.

Наибольший эффект от применения газа достигается при вытеснении недонасыщенных нефтей, у которых давление насыщения намного ниже пластового.

Смешивающееся вытеснение достигается на месторождениях, содержащих нефти вязкостью до 12 мПа·с.

При всех видах газового воздействия на пласт увеличение содержания в нагнетаемом газе углеводородов C₂-C₆ существенно повышает эффективность процесса.

Для предотвращения ухода нагнетаемых агентов в законтурную область закачку газов необходимо производить только во внутриконтурные скважины.

В крутозалегающих пластах нагнетательные скважины рекомендуется располагать в сводовой части пласта. В пластах с небольшим наклоном (менее 10°) газ рекомендуется

нагнетать в подошвенную часть.

Плотность сетки скважин при реализации газовых методов по данным американских ученых должна быть менее 16 Га/скв., чтобы получить наилучшие технологические результаты.

Методы газового воздействия на пласт применимы на любой стадии разработки нефтяных месторождений.

В качестве объектов на территории Самарской области, где целесообразна организация закачки углеводородного газа, рекомендуются нефтяные залежи верейского горизонта, кунгурского яруса и пласта Б₂ угленосного горизонта. При выборе верейской залежи, прежде всего, учитывались такие геологические особенности ее строения, как увеличение проницаемости нефтенасыщенных пропластков от кровли к подошве залежи; отсутствие связи с законтурной областью (на что указывает отсутствие сероводорода), пологозалегающие крылья структуры, способствующие равномерному распределению закачиваемого газа по объему залежи и терригенный коллектор, обеспечивающий наиболее полный охват воздействием. Концентрация основных запасов нефти (более 70%) в прикровельной низко проницаемой зоне залежи не позволяет охватить ее воздействием при традиционном заводнении. Анализ геологического строения, геолого-промысловых характеристик и физико-химических свойств 24 верейских залежей Среднего Поволжья позволил рекомендовать их в качестве перспективных объектов для организации закачки газа.

Диапазон изменения параметров залежей верейского горизонта:

- глубина залегания 750÷1800 м;
- пластовое давление 7,4÷18,9 МПа;
- плотность пластовой нефти 0,745÷0,901 г/см³;
- вязкость пластовой нефти 2,37÷81 мПа·с;
- смолы и асфальтены 7,3÷71,2 %.

Анализ параметров 16 залежей нефти кунгурского яруса позволил выявить присутствующие ему закономерности:

Во-первых, он представлен карбонатными породами (известняками и доломитами) и расположен на относительно небольшой глубине 500-700 м.

Во-вторых, покрывшей залежи служит пачка ангидритов, залегающих в кровле кунгурского яруса.

Пласт неоднородный и представлен чередованием плотных и проницаемых пропластков, количество которых колеблется от 5 до 10.

Залежи нефти кунгурского яруса по рекомендации проектных организаций, как правило, предлагается разрабатывать в режиме растворенного газа в сочетании с воздействием подпора подошвенных вод (один из предлагаемых вариантов). Пористость и проницаемость коллектора колеблется соответственно в пределах $17 \div 20\%$ и $0,011 \div 0,1$ мкм².

Проницаемость коллектора в основном обусловлена вертикальной и горизонтальной трещиноватостью доломитов.

Диапазоны изменения базовых параметров нефтяной залежи кунгурского яруса:

- глубина залегания $450 \div 690$ м;
- пластовое давление $2,95 \div 6,8$ МПа;
- плотность пластовой нефти $0,799 \div 0,869$ г/см³;
- вязкость пластовой нефти $1,36 \div 9,4$ мПаЧс;
- смолы и асфальтены $5,01 \div 10,6$ %.

Пласт Б₂ угленосного горизонта нижнего карбона сложен в основном песчаниками с примесью алевролитового материала. Песчано-алевролитовый материал представлен главным образом зернами кварца с примесью кристаллов пирита и марказита. Песчаник слабо сцементирован кальцитово-глинистой массой.

По механическому составу песчаники мелкозернистые – фракция $0,15 \div 0,25$ мм составляет около 60% в породе. Пласт Б₂ не представляет монолитного песчаника, а в той или иной степени разделен глинистыми пропластками. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах $4 \div 15$ м. Залежь водоплавающая, пористость коллектора $11 \div 23\%$, проницаемость $0,32 \div 2$ мкм². Анализ параметров пласта Б₂ угленосного горизонта проводился по 10 объектам, как находящимся в разработке, так и разведанным, но законсервированным в настоящее время:

- глубина залегания $1440 \div 2200$ м;
- пластовое давление $13,3 \div 22,8$ МПа;
- плотность пластовой нефти $0,769 \div 0,841$

г/см³;

- вязкость пластовой нефти $2,53 \div 435$ мПаЧс;
- смолы и асфальтены $11,4 \div 26,9$ %.

Залежи нефти рассматриваемых объектов целесообразно разрабатывать с закачкой углеводородного газа высокого давления в циклическом режиме с самого начала разработки. В этом случае в процессе разработки реализуются: упругий, газонапорный и режим растворенного газа, что позволит суммировать их эффективность, а в итоге сократить сроки разработки и увеличить КИН.

В настоящее время залежи нефти находятся на различных стадиях разработки и разрабатываются, как правило, с поддержанием пластового давления заводнением. Поэтому организация закачки газа целесообразна и с точки зрения эффективности внедрения процесса на различных стадиях.

Расчеты по определению эффективности циклической закачки углеводородного газа высокого давления, выполненные с использованием трехмерной трехфазной математической модели, показали увеличение КИН на $3 \div 9$ % и сокращение сроков разработки на $10 \div 15$ лет в зависимости от стадии разработки анализируемого объекта.

Весьма ценным может оказаться опыт разработки десяти разведанных залежей не-

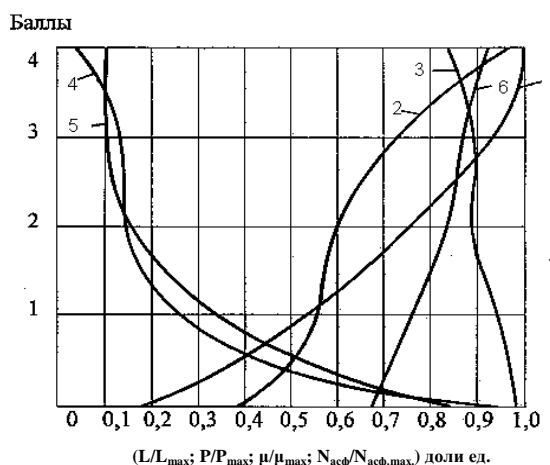


Рис. Ранговая оценка параметров пласта и нефти
 1 - глубина залегания пласта, (L)
 2 - пластовое давление, (P)
 3 - плотность нефти в пластовых условиях, ($\rho_{н.пл.}$)
 4 - вязкость нефти в пластовых условиях, ($\mu_{н.пл.}$)
 5 - смолы и асфальтены, ($N_{асф.}$)
 6 - ранговая оценка, (R_{0+})

фти кунгурского яруса, но не разрабатываемых в настоящее время.

Параметры этих залежей позволяют рассчитывать на положительный результат при внедрении технологии с закачкой углеводородного газа. Следует также иметь в виду, что по окончании разработки объектов с закачкой углеводородного газа остаются подземные хранилища, заполненные природным газом.

Для прогнозирования возможности применения углеводородного газа на залежах

нефти был построен график – ранговая оценка параметров пласта и нефти.

Параметры залежи при выборе объекта, рекомендуемого под закачку газа, оценивались по пятибалльной системе оценок.

Обобщенный параметр по каждой залежи определялся как среднее геометрическое частных оценок параметров объекта. Это ранговая оценка, позволяющая выявить объект или объекты с предпочтительными условиями, необходимыми для реализации метода закачки газа.

ESTIMATION OF THE HYDROCARBON GAS UTILIZATION FOR DEVELOPMENT OF MIDDLE POVOLJIE OIL DEPOSITS

© 2000 V.E. Titov, G.S. Krasnova, J.S. Soloshenko

Samara State Technical University

Criteria of gas method use for oil fields development we actually propose are just advisable. Introduction of projects with any gas method needs careful examination of object's geological structure, deposit's and saturate fluid's parameters. We propose criteria that promote effective projects realization for appreciation of the hydrocarbon gas utilization possibility at several oil deposits of Middle Povoljje.

Тираж 200 экз.
Редакционно-издательский отдел
Самарский научный центр Российской академии наук,
443001, Самара, Студенческий пер., 3а