

О коэффициентах нефте-, газо-, конденсатоотдачи

Конечные коэффициенты нефте-, газо-, конденсатоотдачи о многом говорят. Они показывают, например, что залежь нефти или газа характеризуется неблагоприятными исходными параметрами. С другой стороны, они свидетельствуют об отношении государства и недропользователя к проблеме рачительного нефтегазового недропользования. Если первый фактор касательно коэффициентов нефте-, газо-, конденсатоотдачи пласта объективен, то второй – субъективен, человеческий. Обычно ученые стараются бороться с неблагоприятными природными факторами. Ведь созданием новых, инновационных технологий именно они и занимаются. Но за внедрение инноваций они отвечают опосредованно. К сожалению, разросшийся бюрократический аппарат не способствует, а мешает повышению нефте-, газо-, конденсатоотдачи пласта. В статье отслеживаются недочеты в функционировании властных структур. Они проявляются в невостребованности инноваций в нефтегазовом недропользовании, в отсутствии контроля за рачительным отношением к Недрам, в снижении результативности функционирования ГКЗ и ЦКР, в низком уровне экспертирования проектных документов, а главное, в недопустимом отношении к фундаментальной, вузовской и отраслевой науке, а также к образованию. На отдельных примерах показывается, к чему приводят рассматриваемые факторы в недропользовании.

Ключевые слова: нефте-, газо-, конденсатоотдача, запасы нефти и газа, коллекторы/неколлекторы, инновации, 3D компьютерное моделирование, нефтегазовое недропользование.

Введение

В нефтегазовом недропользовании синонимом понятия КПД в технике являются величины коэффициентов нефте-(КИН), газо-(КИГ), конденсатоотдачи (КИК) пласта, залежи, месторождения. К сожалению, в стране мало внимания уделяется значениям газо- и конденсатоотдачи пласта. Это уже само по себе, мягко говоря, некорректно. Зато, по крайней мере, у нефтяников понятие коэффициента извлечения нефти (КИН) не является абстрактным. Издавна КИН определяется по формулам:

$$КИН = \frac{Q_{доб}}{Q_{зан}}; \quad (1)$$

$$КИН = K_g \cdot K_{охв}. \quad (2)$$

Здесь $Q_{доб}$ – накопленная масса нефти, извлеченная к концу разработки месторождения, $Q_{зан}$ – запасы нефти, числящиеся на Госбалансе, K_g – коэффициент вытеснения, $K_{охв}$ – коэффициент охвата процессом вытеснения. КИН согласно формуле (1) определяется либо по данным 3D компьютерного моделирования, либо по фактическим данным разработки. Формула (2) ранее, до эпохи 3D компьютерного моделирования, использовалась для вычисления ожидаемого КИН. В настоящее время она востребована для оценки $K_{охв}$.

Формула (2) была предложена акад. А.П. Крыловым, когда в стране технология заводнения начала широко распространяться (Крылов, 1957). Сейчас более строгой является следующая формула (Закиров и др., 2009):

$$КИН = КИН_1 + K_{e1} \cdot K_{охв1} + K_{e2} \cdot K_{охв2} + \dots \quad (3)$$

Здесь $КИН_1$ – коэффициент извлечения нефти за период разработки залежи в режиме истощения пластовой энергии; K_{e1} – коэффициент вытеснения нефти, например, водой; K_{e2} – коэффициент вытеснения, достигнутый за время, например, закачки полимерного раствора; $K_{охв1}$, $K_{охв2}$ – прирост коэффициента охвата за время заводнения и за время полимерного заводнения соответственно. Подробнее по использованию формулы (3) в работе (Закиров и др., 2009).

За последние десятилетия средний по стране КИН

постоянно снижался. Поэтому до недавнего времени при рассмотрении технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти величины КИН менее 20% не принимались в расчет, а утверждались заведомо большие их значения. В результате КИН во времени стал возрастать.

Подчеркнем следующее обстоятельство. Стоящие на Госбалансе извлекаемые запасы нефти – это не фактические, а расчетные значения. Они сильно зависят от принимаемых исходных данных, в частности, коэффициентов вытеснения и функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). При этом прогнозные периоды нередко превышали и 100 лет, без учета необходимости перебурирования фонда скважин и замены устаревшего промышленного оборудования, трубопроводов. Следовательно, фигурирующие на Госбалансе средние значения КИН, сегодня на уровне 35-37%, являются завышенными, т.к. они рукотворны.

Рукотворность величин КИН

Формула (1) для КИН редко используется применительно к месторождениям, на которых разработка завершена, так как таких месторождений совсем немного. Но она широко используется при 3D компьютерном моделировании. Для заданных пределов нерентабельности дебитов скважин и/или дебитов и отборов по залежи в целом, степени обводнения добываемой продукции, газовому фактору по результатам моделирования определяются величина $Q_{доб}$ и соответственно, величина КИН согласно (1). Именно такие КИН – расчетные, а не фактические, лежат в основе определения среднего по стране КИН. Поэтому еще раз вернемся к формуле (1).

Прежде всего речь идет о $Q_{зан}$. Сегодня под $Q_{зан}$ в Госбалансе понимаются геологические запасы. Это ошибочно. В статьях (Закиров и др., 2006; 2008 и др.), включая книгу (Закиров и др., 2009), мы подробно остановились на недостатках традиционной концепции абсолютного порового пространства (АПП) и ее следствиях для методологии 3D компьютерного моделирования. И постарались показать, что альтернативная концепция эффективного порового пространства (ЭПП) снимает соответствующие проблемы. На

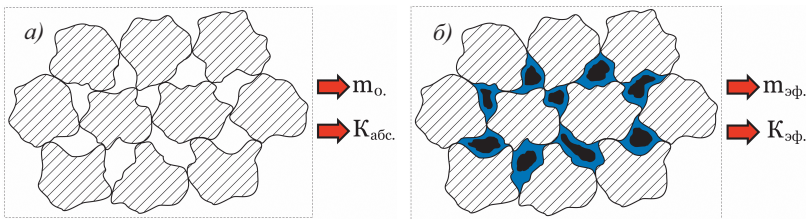


Рис. 1. Схема базисной структуры порового пространства согласно концепциям АПП (а) и ЭПП (б).

рисунке 1 показано, чем отличаются базисные структуры порового пространства в концепциях АПП и ЭПП.

Прежде всего, логика концепции ЭПП устранила рукотворную процедуру выделения в продуктивном пласте коллекторов и неколлекторов. При этом концепция ЭПП настаивает на включении неколлекторов, с их реальными параметрами, в 3D геологические и 3D гидродинамические модели.

В докомпьютерную эру, практически и до настоящего времени, неколлекторы в нефтеносных пластах выделяли, например, по граничному значению абсолютной проницаемости в 1 мД. В частности, и потому, что притоки нефти в скважину из соответствующих прослоев равнялись почти нулю. Беда была в том, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) неколлекторов затем обнулялись. Поэтому они в 3D компьютерных моделях становились экранами для фильтрационных процессов вдоль вертикальной координаты. То есть, рукотворно изменялась картина массообменных процессов в пласте.

Сказанное привело авторов к следующему выводу. Классификацию запасов нефти и газа по степени разведанности (A, B, C_1, C_2) целесообразно дополнить структуризацией запасов (Рис. 2) (Закиров и др., 2009; 2007).

Прежде всего отметим, что понятие «геологические запасы» некорректно включено в традиционную структуру запасов, так как на Госбалансе числятся только балансовые запасы, то есть запасы в коллекторах. Структура геологических запасов показана на рис. 3.

Следовательно, формула (1) конкретизируется следующим образом:

$$КИН_{бал} = \frac{Q_{доб}}{Q_{запбал}}; \quad (4)$$

$$КИН_{геол} = \frac{Q_{доб}}{Q_{запгеол}}. \quad (5)$$

В результате истинный $КИН_{ист}$, достигаемый на каждом месторождении, находится в очевидных пределах:

$$КИН_{геол} = КИН_{ист} < КИН_{бал}. \quad (6)$$

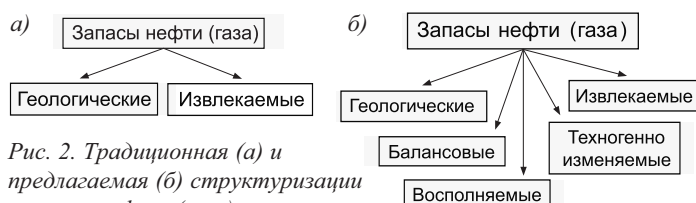


Рис. 2. Традиционная (а) и предлагаемая (б) структуризация запасов нефти (газа).

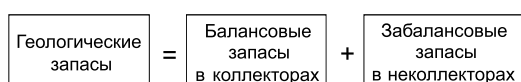


Рис. 3. Структура геологических запасов.

Рассмотрим значимость идеи структуризации запасов чуть подробнее.

Значимость структуризации запасов

Традиционная структуризация запасов приводит к завышенным значениям КИН. То есть, это «убаюкивающая» структуризация. Учет балансовых запасов в неколлекторах в предлагаемой их структуризации отличается «мобилизующим» свойством. Если в 2005-2007 годах авторская структуризация запасов не была еще «менящей», то сейчас она становится принципиально актуальной.

Дело в том, что сегодня в нашу жизнедеятельность пришли, ворвались сланцевые нефть, газ и их запасы в нетрадиционных коллекторах. Которые и коллекторами то не назовешь, с точки зрения традиционной геологии. То есть, традиционные «неколлекторы» теперь значимо более привлекательны, чем сланцевые «коллекторы». Значит, наши запасы в неколлекторах заметно приоритетнее запасов сланцевых углеводородов! И этот вывод вытекает всего-навсего из не признаваемой структуризации запасов и «процветающих» традиционных КИН.

Реалистичность высказываемых соображений продемонстрируем лишь на одном примере – на линзовидных коллекторах (Закиров, Контарев, 2007). Вначале рассмотрим результаты компьютерного моделирования процесса опробования разведочной скважины. Расчетная модель линзовидного коллектора приводится на рис. 4 (пока без нагнетательной скважины). Размеры площади неколлекторов на рис. 4 в разных вариантах были различны, диаметр линзы составлял 500 или 1000 м, проницаемость коллектора линзы – 500 мД, проницаемость неколлектора – 1 мД, начальное пластовое давление – 25,0 МПа, вязкость нефти – 1 сПз.

При исследованиях линз (и не только) стараются опробовать скважины на различных, в том числе низких забойных давлениях. На рис. 5 приводятся расчетные дебиты разведочной скважины при разных забойных давлениях. Отсюда видно, что при низком забойном давлении (5,0 МПа) дебит скважины вначале резко падает, а затем возрастает и даже стабилизируется. То есть, наблюдаемое резкое снижение дебита нередко приводит к выводу: скважина «пшикнула», промышленных запасов нефти в линзе нет. Такой приговор отсутствует при более высоких забойных давлениях.

Объяснение наблюдаемой динамики дебита здесь следующее. Запас упругой энергии в линзе предельно мал. Поэтому при низком забойном давлении дебит по нефти быстро снижается. Теперь учтем, что разведочная скважина – это точечная скважина, а линзу можно рассматривать как укрупненную скважину. Тогда при высоких забойных давлениях сначала расходуются упругие запасы самой линзы. Воронка депрессии доходит до границы линзы и «забойное» давление на стенке линзы (укрупненной скважины) начинает снижаться. Это соответственно предопределяет приток нефти из неколлекторов.

Поэтому рассмотрим следующую альтернативу к традиционной разработке линзы в режиме заводнения, характеризующегося низким КИН. А именно, учитывая результаты моделирования по опробованию разведочной скважины, смоделируем, на всякий случай, разработку линзы в режиме истощения, но с учетом неколлекторов с разными вариантами по забойным давлениям. Результаты таких рас-

четов даются на рис. 6, а сама расчетная модель на рис. 4 (за исключением нагнетательной скважины).

Отсюда следует неожиданный феномен. А именно, при забойных давлениях в скважине 10 МПа и 5 МПа КИН, достигаемый в режиме истощения, оказывается значимо большим 100%, даже в режиме истощения. Лишь при забойных давлениях 15 МПа и 20 МПа КИН меньше 100%. Объяснение здесь уже само напрашивается. Для принятых исходных данных приток нефти из неколекторов может обеспечивать КИН более 100%.

Результаты расчетов приводят к выводу: а возможно ли интенсифицировать процесс притока нефти из неколекторов? Поэтому рассмотрены варианты заводнения неколекторов горизонтальными нагнетательными скважинами. На рис. 7b, 7c и 7d приводятся заводненные зоны неколекторов на 75-год разработки в вариантах с 1, 2 и 4 нагнетательными скважинами. Они расположены в 500 м от линзы, длины стволов – 250 м, забойные давления в нагнетательных скважинах – 40 МПа, в добывающей скважине – 15 МПа. Результаты расчетов в графической форме даются на рис. 8 и в таблице за первые 16 лет разработки. Из рис. 8 следует, что во всех исследуемых вариантах КИН больше 100%, достигая в 4-ом варианте 270%. Это при том, что длительное время имеет место приток к скважине безводной нефти (Таблица).

Таким образом, получаем выводы с точностью до наоборот по отношению к традиционным представлениям.

· Не следует торопиться с заводнением линзы. Возможно, вообще ее не следует заводнить, а рассматривать в качестве укрупненной скважины.

· Зато следует активизировать забалансовые запасы нефти в неколекторах, осуществляя вытеснение из них нефти в линзу. Получая при этом безводную нефть и значения КИН в 100, 200 и более процентов.

Не бывает технологий без недостатков. Здесь он заключается в возрастании сроков разработки, что является типичной ситуацией: тише едешь – дальше будешь. Но при этом – добыча безводной нефти и плюс – за счет забалансовых запасов.

Приведенный пример, во-первых, показывает роль и

влияние зональной неоднородности (с забалансовыми запасами) на результаты разработки. Почему здесь КИН больше 100%? Да потому, что $Q_{доб}$ делили на балансовые запасы (запасы в линзе). Делить же на геологические запасы мы не имеем права, вследствие традиционного игнорирования забалансовых запасов. Тем более, что недропользователь мог и не пойти на заводнение пласта. А если случайно и реализовал бы заводне-

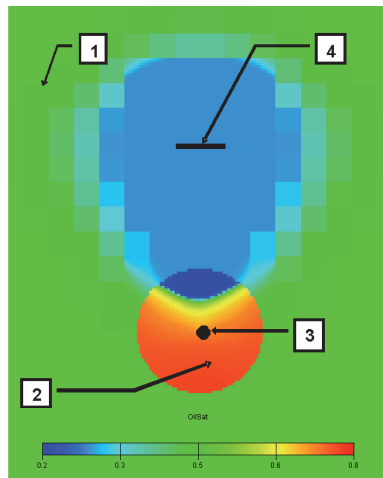


Рис. 4. Общая расчетная модель: 1 – «неколектор», 2 – линза, 3 – вертикальная добывающая скважина, 4 – нагнетательная горизонтальная скважина.

ние, то не понял бы значимость своих результатов для усиления позиций концепции ЭПП.

Аналогична роль неколекторов при слоистой неоднородности. За счет значительной контактной площади неколекторов с соседними в разрезе коллекторами, даже при малых, очень малых проницаемостях через неколектор протекают нефть, вода в вертикальном направлении. Принимая участие в таких обменных процессах, пропласток с неколекторами часть своих запасов нефти отдает своим соседям.

Очевидно, что актуальной становится задача выделения доли добываемой нефти из неколекторов в достигаемых значениях КИН. Здесь полезными будут расчетные алгоритмы, основанные на «меченой» нефти (Назаров, 2012), реализованные как в отечественных, так и в зарубежных программных комплексах 3D гидродинамического моделирования.

Газо-, конденсатоотдача пласта

В 1964 г. было открыто недалеко от г. Ухты уникальное по запасам газа и конденсата Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Одно из главных его достоинств состояло в очень высоком конденсатогазовом факторе (КГФ) – 500 см³ конденсата на 1 м³ пластового газа! Поэтому в стране была немалая дискуссия о том, как разрабатывать это месторождение. Всем было ясно, что необходимо будет реализовать поддержание пластового давления, чтобы не потерять в пласте выпадающий конденсат. Технология заводнения была отклонена по разным соображениям.

Оставался сайклинг-процесс, эффективная технология

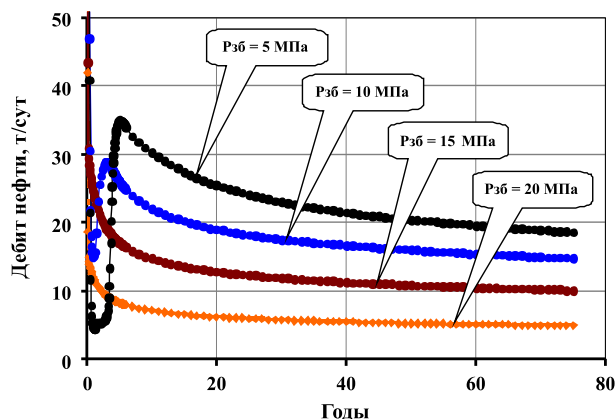


Рис. 5. Зависимости дебита от времени в вариантах исследования разведочной скважины, вскрывшей песчаную линзу.

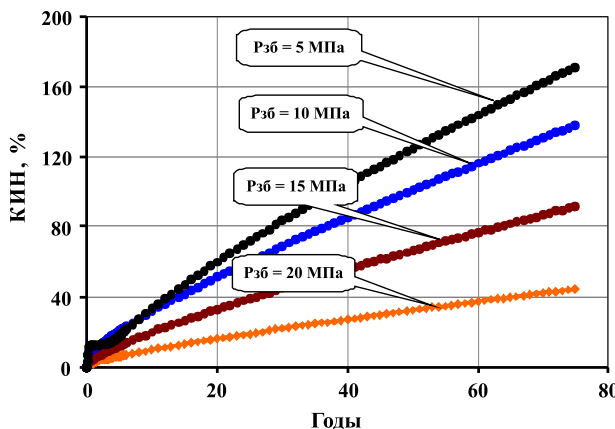


Рис. 6. Зависимости коэффициента извлечения нефти от времени в режиме истощения, при учете наличия неколекторов.

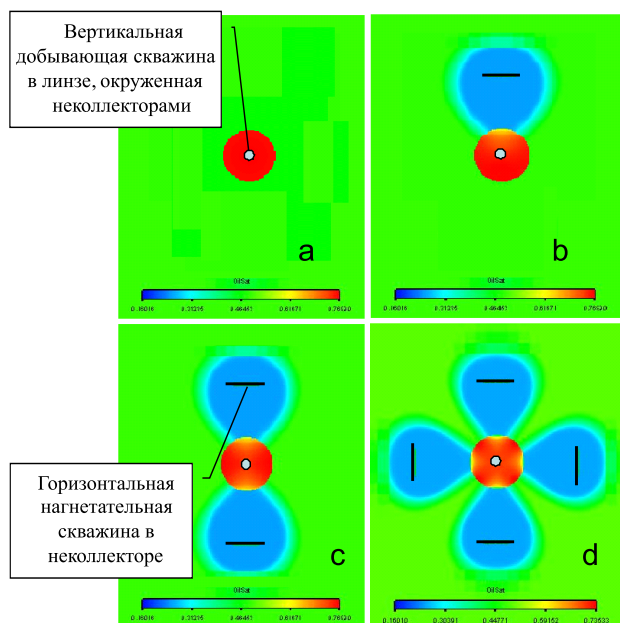


Рис. 7. Расчетная модель линзовидного коллектора (а) и в вариантах с одной (b), двумя (c) или четырьмя (d) нагнетательными скважинами.

повышения конденсатоотдачи пласта. Однако, в те годы напряженной была ситуация с энергоносителями в центральной европейской части страны. Поэтому сайклинг-процесс отпал, по ситуации.

Один из авторов смог обосновать тогда новую технологию частичного сайклинг-процесса. Идея его в следующем. Отбирается, например, из пласта 40 млрд. м³/год газоконденсатной системы. На поверхности из газа извлекаются все компоненты C₅₊. Половина сухого газа направляется в центр, а другая половина закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

Технология была одобрена авторитетной ГЭК (Государственная экспертная комиссия) Госплана СССР. И рекомендована для рассмотрения в составлявшейся Техсхеме разработки. К сожалению, технология не была включена в Техсхему. Мингазпром СССР утвердил технологию разработки в режиме истощения пластовой энергии.

В результате имеем тот случай, когда за прошедшие десятилетия на месторождении сформировался КИК_{истр}, равный 32,5%. Две трети конденсата оставлено в пласте, или около 100 млн. тонн. Это при том, что одна тонна конденсата эквивалентна 2-3 тоннам обычной нефти.

К статье автор технологии сделал экспертную оценку потерь от нереализации технологии. Она составила «все-

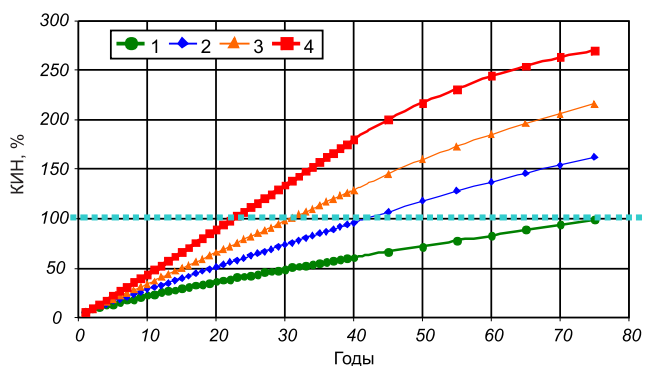


Рис. 8. Зависимости коэффициента извлечения нефти от времени заводнения неколекторов в вариантах 1-4.

го» 20 млрд \$! Что было, то было. К сожалению, печальный опыт Вуктыла оказался привлекательным. Его стали тиражировать на другие газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения страны. Это проявилось в том, что в стране ни на одном объекте не реализован сайклинг-процесс.

Зато в Казахстане на уникальном Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении успешно реализована наша авторская технология вертикально-латерального сайклинг-процесса. Правда, по-капиталистически: без ссылок на авторство и тем более без поощрения за технологию (Закиров, 2014).

Что касается КИГ, газоотдачи, то тут свои проблемы. Они начинаются с того, что извлекаемые запасы газа в проектных документах не утверждаются, и они не стоят на Госбалансе. В наших же работах доказывается следующая идея. Даже на газовых месторождениях для повышения КИГ нередко требуется активное воздействие на процессы, происходящие в пласте. Отдельные примеры убеждают в этом.

Наиболее показательным является уникальное нефтегазоконденсатное Оренбургское месторождение. В связи с его запасами газа в 2 трлн. м³ в 60-70 гг. был построен трансконтинентальный газопровод в европейские страны народной демократии, крупнейший в Европе газоперерабатывающий, а также гелиевый завод.

Проектный документ ориентировал всех на то, что месторождение будет разрабатываться при газовом режиме. Случилось невероятное. Все скважины, вводимые в эксплуатацию, через 2-3 месяца обводнялись. При реализации же рекомендации проектировщиков о снижении дебитов скважин до уровня «безводной эксплуатации» происходило их самозадавливание. Все это являлось следствием существовавшей «водобоязни» в газовой промышленности.

Мы, обладая результатами лабораторных и теоретических исследований, предложили «бредовую» идею с точки зрения того времени – добывать всю воду, поступающую в скважины, без капитальных ремонтов по водоизоляции. Жизнь заставила, чтобы эта идея реализовалась. Месторож-

Годы / Варианты	Добыча нефти, тыс.т				Добыча воды, тыс.т				КИН, %			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	23	23	24	24	0	0	0	0	6	6	6	6
2	32	34	36	39	0	0	0	0	9	9	9	10
3	40	44	47	54	0	0	0	0	11	12	13	14
4	48	54	59	70	0	0	0	0	13	14	16	18
5	55	63	71	86	0	0	0	0	14	17	19	23
6	61	72	83	102	0	0	0	0	16	19	22	27
7	68	81	94	118	0	0	0	0	18	21	25	31
8	74	90	106	135	0	0	0	0	19	24	28	36
9	80	99	118	151	0	0	0	0	21	26	31	40
10	85	108	130	168	0	0	0	0	23	29	34	44
11	91	117	141	184	0	0	0	1	24	31	37	49
12	97	125	153	201	0	0	0	1	26	33	41	53
13	102	134	165	218	0	0	0	1	27	35	44	58
14	108	143	177	235	0	0	0	1	28	38	47	62
15	113	151	189	252	0	0	1	1	30	40	50	67
16	118	160	201	269	0	0	1	1	31	42	53	71

Таблица. Прогнозные показатели разработки для исследуемых вариантов 1-4.

дение и вся гигантская инфраструктура были спасены, в буквальном смысле слова, при увеличении и газо-, и конденсатоотдачи пласта, при экономии огромных средств в результате отказа от дорогих капремонтных скважин.

Компонентоотдача на нефтегазоконденсатных месторождениях

Начнем с терминологического фактора. Практически до настоящего времени в нефтяной отрасли используются некорректные названия – газонефтяные и нефтегазовые месторождения. Хотя в природе их нет. Есть только нефтегазоконденсатные и газоконденсатнонефтяные месторождения. Казалось бы, безобиден терминологический фактор. Однако он нанес серьезный ущерб. Так, нефтяники практически не занимались исследованиями скважин на газоконденсатность. Мало кто может сказать, какой КГФ в газоконденсатной (не газовой) шапке на его месторождении.

Известно, что нефтяники, за неимением потребителей или желания, сожгли в прошлом огромные объемы попутно добываемых газа, растворенного в нефти, и газа из газоконденсатных шапок. Но нам неизвестны случаи, когда до сжигания газа на факеле из него извлекали бы полностью хотя бы фракцию C_{5+} ! Не имея интереса к конденсатогазовому фактору, нефтяники никогда не касались и вопроса о повышении КИК. К сожалению, и газовики недалеко ушли от них. Для подтверждения приведем два примера.

Уникум из уникамов, Уренгойское месторождение кроме гигантских запасов сеноманского газа располагало огромными запасами конденсата, нефти в нижнемеловых нефтегазоконденсатных залежах. Вследствие начавшегося освоения Уренгойского месторождения, была в 1980 г. обоснована многофункциональная технология разработки нефтегазоконденсатных залежей (Закиров, 1998).

Под многофункциональной технологией, вследствие отсутствия адекватного названия, понимается технология, решающая более одной актуальной задачи, например, повышения нефтеотдачи. Технология для Уренгоя характеризовалась принципом: «Если хочешь увеличить коэффициент нефтеотдачи нефтяной оторочки, то, пожалуйста, предусмотрь технологические решения по повышению КИК в газоконденсатной шапке».

Технология, в то время на основе вертикальных скважин, предусматривала одновременную добычу нефти, газа, конденсата и воды. Добываемая продукция в режиме газлифта по одной колонне НКТ подается на поверхность. Из разделяемой продукции нефть + конденсат направляются потребителю, вода возвращается в пласт для поддержания давления в оторочке, а сухой газ – в газоконденсатную шапку для поддержания в ней давления. То есть, сайклинг-процесс здесь становится «вынужденным». Технология была одобрена ГЭК Госплана СССР и рекомендована для ОПР. До сего дня никто даже не вспоминает о ней. В варианте горизонтальных и многоствольных скважин технология вошла в Техсхему разработки Яро-Яхинского НГКМ (Закиров и др., 2004). В какой-то мере вследствие частой смены недропользователя, никакие ОПР и здесь не проводились.

Второй пример связан с Оренбургским НГКМ. Внедренная технология «насиленного» извлечения пластовой воды на самом деле была частью многофункциональной технологии. Дело в том, что изначально на Орен-

бургском месторождении признавалось наличие подстилающей газоконденсатную шапку нефтяной оторочки с толщиной около 50 м. Другое обстоятельство состояло в том, что запасы нефти числились по категории C_2 , то есть, без права их разработки. Значит, месторождение не должно было вводиться в разработку с целью добычи и газа, и нефти. Но! Газ требовался странам народной демократии. Эти обстоятельства, в определенной мере, предопределили технологическое решение проектантов о бурении газовых скважин с забоями, не доходящими до ГНК на 30 метров (Рис. 9).

Многофункциональная технология (в то время на вертикальных скважинах) предусматривала:

- отказ от бурения скважин-«коротышек» и повсеместное вскрытие скважинами нефтяной оторочки;
- совместный отбор добываемыми скважинами нефти, газа, конденсата и попутной воды;
- в нефтенасыщенных интервалах на основе взрывных технологий создавать 3D зону трещиноватости в карбонатных коллекторах с тем, чтобы ликвидировать доминирование в разрезе пласта роли суперколлекторов и тектонических трещин.

Одна из целей технологии состояла в желании не только «насиленно» отбирать воду, но извлекать ее на подходе к залежи. Чтобы поступающая по суперколлекторам и трещинам вода не блокировала запасы газа и конденсата в низкопроницаемой матрице.

То есть, внедренная технология спасла запасы газа и конденсата, хотя и не на 100%, так как не вся вода перехватывалась на подходе в залежь, скважины остались и бурились коротышками, нефть не добывалась, запасы нефти целенаправленно списывались.

Антифакторы у проблемы с компонентоотдачей

В предыдущем изложении затронуты, хотя и не все, методологические, технологические, технические вопросы в проблеме повышения эффективности разработки отечественных месторождений нефти и газа. Серьезным сдерживающим фактором на путях решения этой проблемы является человеческий фактор.

В 2005 г. мы удостоились решения ЦКР о повсеместном внедрении концепции ЭПП в теорию и практику нефтегазового недропользования, но до сих пор нам приходится убеждать в ее инновационном характере, чтобы отечественные нефтяники и газовики вышли хоть в чем-то на передовые позиции. Давно назрела необходимость соответствующих регламентирующих, методических документов.

А за рубежом еще до сих пор не могут уйти от пресловутых коллекторов и неколекторов. Нам известна лишь одна публикация (Ringrose, 2008), в которой автор рекомендует включать неколекторы в 3D геологические модели со своими параметрами. Однако, он еще не готов к системной реализации концепции ЭПП, в нашем понимании.

Даже без концепции ЭПП проектные документы страдают многими недостатками, что связано с:

- отсутствием адекватной государственной экспертизы проектных документов;
- отсутствием экспертов с опытом экспертной работы, на голову превосходящих проектантов;
- наличием упущений в методологии подсчета запа-

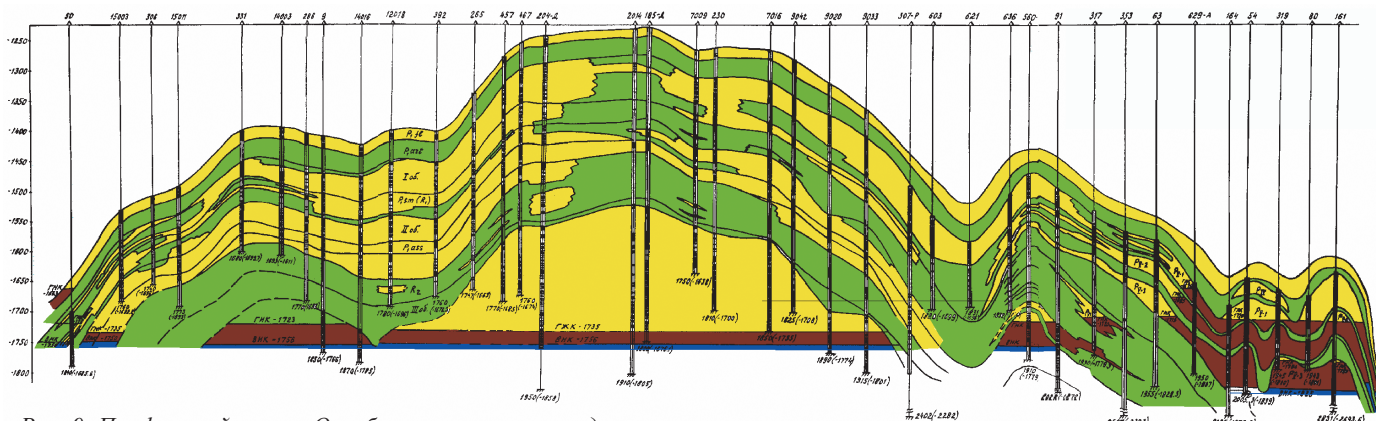


Рис. 9. Профильный разрез Оренбургского месторождения.

сов нефти и газа, в том числе требования об обязательном равенстве запасов в 3D гидродинамической модели запасам в 3D геологической модели, а запасов в 3D геологической модели запасам на Госбалансе (на самом деле, запасы, уточненные при 3D компьютерном моделировании и утвержденные в ЦКР, должны бы автоматически вноситься в Госбаланс, как в формате ТЭО КИН);

- отсутствием квалифицированной системы Государственного контроля за Недрами;
- отсутствием полигонов с ОПР в противовес тому, что во времена Союза их количество превышало 300 ед.

Отдельно ключевыми являются две проблемы.

1. Снижающийся во времени уровень подготовки в ВУЗах специалистов, по крайней мере, для нефтегазовой отрасли. В значительной степени из-за убогой направленности на подготовку бакалавров и магистров. Привлекательность инженерно-технических специальностей мала. Во времена Союза один из авторов, будучи сталинским стипендиатом, получал стипендию в размере около 75% от начальной зарплаты выпускника ВУЗа по нефтегазовой специализации, а отличники – около 60%!

2. Понятия ученый, кандидат, доктор наук, профессор девальвированы. Тяги талантливой молодежи в науку нет. Стипендия аспиранта в те времена составляла около 100% от зарплаты выпускника ВУЗа. Плюс, нередко, 50% за участие в хоздоговорах. Отраслевая наука отсутствует, вузовская деградирует, академическая наука на ладан дышит. Такие должности, как лаборант, техник, инженер ушли в прошлое. Молодежи и среднего звена среди научных сотрудников практически нет. Старшее поколение держится за счет «приработка» в виде пенсии. Сожалеют они – некому передавать опыт, знания, умения.

С давних пор властвует закон: Кто платит деньги, тот и заказывает музыку. Вот некая проектная организация, по взаимно выгодной договоренности, получает договор на составление проектного документа. К сожалению, проектировщики в своей работе затем уже не могут отклоняться от Технического задания в редакции Заказчика. То есть, проектный документ отражает желания Заказчика.

Мечта в следующем: перед заключением Договора Заказчику представляют государственного эксперта будущего проектного документа, с участием этого эксперта и формируется Техническое задание.

Лицензирование. Здесь много проблем. Лишь о последнем ноу-хау в недропользовании. Некая нефтегазовая компания в формате ОАО свою лицензию на недропользование на одно из почти истощенных месторождений

передает своей дочке в ранге ООО. Новая лицензия выдана, например, в 2012 г. со сроком действия до 2017 г. Во-первых, обязательства у ООО более скромные, чем у ОАО. Во-вторых, в 2017 г. ООО-дочка либо сама провоцирует отъем лицензии, либо не подает заявку на ее продление. Что из этого? Да вот не ясно, кто будет доводить значения КИН, КИГ и КИК до числящихся на Госбалансе? Не ясно также, кто и как будет заниматься ликвидационными работами, трудоустройством персонала, все силы, знания, опыт отдавшего тому ОАО?

Все эти вопросы и те, что авторы затронули в (Закиров и др., 2015; 2014), имеют самое прямое отношение к проблеме не столько повышения КИН, КИГ и КИК, сколько их удержания, сдерживания от падения. Актуальность проблемы возрастает в связи с переходом к разработке месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов.

Наивно думать, что только с одними компьютерами и нынешними выпускниками ВУЗов можно будет справиться с надвигающимися Проблемами. С большой буквы.

Выводы

Нефтегазовая отрасль промышленности страны от А до Я нуждается в коренной модернизации, в превращении в нравственно-профессиональную, творческую, созидательную, привлекательную, красивую и гармоничную отрасль промышленности и жизнедеятельности.

Свет в окошке недавно проявился: большинство из недочетов отрасли нашли отражение в постановляющей части Рекомендаций расширенного заседания Комитета по энергетике Госдумы в конце 2014 г., и они направлены во властные структуры, включая правительство Российской Федерации.

Авторы признательны Контареву А.А. за выполненные компьютерные исследования применительно к проблематике с линзовидными коллекторами.

Литература

- Ringrose P.S. Total-property modeling: dispelling the net-to-gross myth. *SPE Res. Eval. & Eng.* Oct. 2008. № 5.
- Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Изд. «Струна». 1998. 626 с.
- Закиров С.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий рациональности. *Георесурсы.* № 4(59) 2014. С. 16-19.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. 2004. 520 с.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство.* №1. 2006. С. 34-41.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. Заповеданная

Новая Россия. М: Первая Образцовая типография. 2014. 400 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М. – Ижевск, Институт компьютерных исследований. 2009. 484 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Нереализованные резервы в нефтегазовом недропользовании Отчизны. *Георесурсы*. № 1(60). 2015. С. 33-38.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства. *Нефтяное хозяйство*. №6. 2008. С. 105-107.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Фахретдинов Р.Н., Кирсанов Н.Н. Назревшие проблемы подсчета запасов, 3D компьютерного моделирования и разработки месторождений нефти и газа. *Нефтяное хозяйство*. №12. 2007. С. 32-35.

Закиров С.Н., Контарев А.А. Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах. *Доклады РАН*. Т. 413. 2007. №1. С. 68-70.

Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработок нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. *Сб. Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ*. М: Гостоптехиздат. 1957. С. 116-139.

Назаров А.В. Развитие методов математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений. *Автореф. дис. д.тех.н.* Ухта. 2012.

Сведения об авторах

Сумбат Набиевич Закиров – д. тех. н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Эрнест Сумбатович Закиров – д. техн. н., зав. лабораторией Института проблем нефти и газа РАН

Илья Михайлович Индрупский – д. тех. н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Даниил Павлович Аникеев – к. тех. н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Марина Николаевна Бaganova – к. тех. н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

119333, Россия, Москва, ул. Губкина, 3. Тел (499) 135-54-67

Oil, Gas and Condensate Recovery Factors

S.N. Zakirov, E.S. Zakirov, I.M. Indrupskiy, D.P. Anikeev, M.N. Baganova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. The final factors of oil, gas and condensate recovery say a lot. On the one hand, they show that oil or gas reservoir is characterized by unfavorable initial parameters. On the other hand, they show the attitude of the government and subsoil users to the problem of assiduous use of oil and gas. If the first point on oil, gas and condensate recovery factor is objective, then the second point is subjective human factor. Normally, scientists are trying to deal with unfavorable natural conditions. They create new, innovative technologies. But they respond indirectly for innovations implementation. Unfortunately, overgrown bureaucracy does not promote but prevent increase of oil, gas, and condensate recovery. The article traces the defects in functioning of power structures. They appear in lack of demand for innovations in oil and gas use, absence of control over assiduous attitude to the subsoil, reduction of the effective operation of the State Reserves Committee and the Central Development Committee, low expert level of project documents, and most importantly - unacceptable relation to the fundamental, university and industrial science and education. The consequences of factors considered in the subsoil use are reviewed on certain examples.

Keywords: oil, gas, and condensate recovery, oil and gas reservoirs/non-reservoirs, innovations, 3D computer modeling, oil and gas use.

References

Zakirov S.N. Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy [Development of gas, gas condensate and oil and gas fields]. Moscow: Struna Publ. 1998. 626 p.

Zakirov S.N. Oil Difficult to Recover and the Rationality Criterion. *Georesursy* [Georesources]. № 4(59). 2014. Pp. 16-19. (In Russian)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza [New principles and technologies of oil and gas fields development]. Moscow. 2004. 520 p.

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. New ideas in 3D geological and hydrodynamic modeling. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №1. 2006. Pp. 34-41. (In Russian)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Zapovedannaya Novaya Rossiya [Preserved Modern Russia]. Moscow: Pervaya Obraztsovaya tipografiya Publ. 2014. 400 p.

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza [New principles and technologies of oil and gas fields development]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science. 2009. 484 p.

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. Unimplemented reserves in oil and gas subsoil use of Russia. *Georesursy* [Georesources]. № 1(60). 2015. Pp. 33-38. (In Russian)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. Consequences of transition to the effective pore space concept. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №6. 2008. Pp. 105-107. (In Russian)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Fakhretdinov R.N., Kirsanov N.N. Escalated problems of reserves estimate, 3D computer modeling and development of oil and gas. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №12. 2007. Pp. 32-35. (In Russian)

Zakirov S.N., Kontarev A.A. Vyrabotka zapasov nefiti v linzovidnykh kollektorakh [Development of oil reserves in the lens-form reservoirs]. *Doklady RAN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. Is. 413. 2007. № 1. Pp. 68-70.

Krylov A.P. Sostoyaniye teoreticheskikh rabot po proektirovaniyu razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i zadachi po uluchsheniyu etikh rabot [Theoretical works on reservoir engineering and objectives to improve the work]. *Sb. Opyt razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i zadachi po uluchsheniyu etikh rabot* [Oil development practice and improvement of this works: Collected papers]. Moscow: Gostoptekhizdat Publ. 1957. Pp. 116-139.

Nazarov A.V. *Razvitie metodov matematicheskogo modelirovaniya dlya proektirovaniya i analiza razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Avtoref. Diss. dokt. tech. nauk [Development of mathematical model methods for the design and analysis of the oil, gas and condensate field development. Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Ukhta. 2012.

Information about authors

Sumbat N. Zakirov – Doctor of Science (Tech.), Professor, Chief Researcher

Ernest S. Zakirov – Doctor of Science (Tech.), Head of Laboratory

Ilya M. Indrupskiy – Doctor of Science (Tech.), Leading Researcher

Daniil P. Anikeev – PhD (Tech.), Senior Researcher

Marina N. Baganova – PhD (Tech.), Senior Researcher

Oil and Gas Research Institute of RAS. 119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3. Phone: +7(499) 135-54-67