

# ПОЧЕМУ ПАДАЕТ КИН?

WHY DOES RECOVERY FACTOR DECREASE?

УДК 553.98.061.4

**Г.М. ЯРЫШЕВ**

кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, директор, ООО «Реагент»

Тюмень  
mail@reagent.su**В.В. ЯМЩИКОВ  
Ю.Г. ЯРЫШЕВ  
С.В. МОТОРИН  
А.Х. АХМАТОВ**заведующий лабораторией математического моделирования, ООО «Реагент»  
заведующий лабораторией интенсификации разработки, ООО «Реагент»  
инженер, ООО «Реагент»  
главный геолог, ООО «ПермТОТНефть»**G.M. YARYSHEV  
V.V. YAMSHIKOV  
Y.G. YARYSHEV  
S.V. MOTORIN  
A.KH. AKHMATOV**Ph.D., Senior Researcher, Director, Reagent  
Head of Laboratory, Reagent  
Head of Laboratory, Reagent  
Engineer, Reagent  
Chief Geologist, PermTOTneft

Tumen

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:  
KEYWORDS:**Нефть, газ, нефтеотдача, пористость, проницаемость  
Oil, gas, recovery factor, porosity, permeability

Дано обоснование причин снижения КИН. Предложен молекулярно-статистический подход к описанию нелинейной фильтрации. Приведено сравнение результатов расчета с фактом.

The substantiation of reasons of decreasing of recovery factor is given. The molecular-statistic approach to description of non-linear filtering process is offered. Calculated result is compared with reality.

Парадоксально, но во всех развитых странах научно-технический прогресс приводит к повышению производительности труда и росту коэффициента извлечения нефти (КИН), а у нас в России к их снижению.

По нефтедобывающей компании ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» широкое применение методов увеличения нефтеотдачи от физико-химических до гидроразрыва пластов и бурения горизонтальных и боковых стволов обеспечивает в среднем 15-18 % всей добычи нефти. Однако, по состоянию на 2000 год при обводнённости 67 % текущий КИН составил 0,148 при проектном 0,325. По мнению авторов доклада [1, стр.325] в результате превышения темпа обводнения над темпом выработки запасов, «проектные коэффициенты извлечения нефти по ряду месторождений могут быть не достигнуты. Требуется новые технологические и технические решения...».

Сложившуюся ситуацию с выработкой извлекаемых запасов нефти ведущие специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» [2] характеризуют более жёстко как «недостижение проектных коэффициентов нефтеизвлечения практически по всем месторождениям Западной Сибири». К сожалению, жизнь иногда реализует самые негативные прогнозы. По состоянию на 2010 г. за четверть века по разным причинам извлекаемые запасы снижены более чем на 20% [3, стр.35]. Неудивительно, что ряд известных учёных задаёт вопрос «нужно ли утверждать ГКЗ Роснедра значения КИН» [4, стр.80-82]. Авторы справедливо отмечают, что недропользователь в зависимости от рыночной конъюнктуры может заказать НИР и снизить либо повысить КИН.

Этот не совсем корректный вопрос изложим в другой формулировке: «Почему самые совершенные трёхмерные гидродинамические модели пласта не обеспечивают надёжное определение КИН». После экспертизы технико-экономического обоснования КИН ведущими учеными и специалистами ГКЗ

Роснедра лишь рассматривает и утверждает изначально завышенные результаты расчётов, а после очередной адаптации моделей, менее завышенные значения КИН. Вопрос следовательно не в ГКЗ, а в науке, в том, что наука плетётся в «хвосте» фактов, а должна диктовать поведение факта не только на следующий год, но и на отдалённую перспективу.

Объективные причины сложившейся ситуации в нефтяной науке хорошо известны. Это «сложное геологическое строение залежей, характеризующееся высокой неоднородностью по площади и разрезу, расчленённостью, прерывистостью и низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами пород...» [1, стр.325]. Следовательно, используемые современные геологические и гидродинамические модели не учитывают указанные объективные особенности залежей. Авторы [2] считают, что «вызвана она использованием при расчёте остаточной нефтенасыщенности официального стандарта по определению коэффициента вытеснения нефти [5, стр.11] ... в котором её измеряют при ... градиентах давления, на порядки превышающих реальные в системе разработки ... Тем самым завышают объём фильтрующейся в пласте нефти и ... расчётные технико-экономические показатели... С уменьшением проницаемости продуктивных отложений и при её значениях менее 0,010 мкм<sup>2</sup> метод заводнения становится нереализуемым, хотя расчётные показатели при этом остаются достаточно высокими».

Лабораторные методы и средства определения структуры и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) породы коллекторов жёстко регламентированы стандартами. По ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85 следует определять коэффициент пористости, по ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 – коэффициент абсолютной и фазовой проницаемости, по ОСТ 39-195-86 – коэффициент вытеснения нефти водой. Коэффициенты

проницаемости и вытеснения определяются при выполнении требования стандартов обеспечить линейную скорость фильтрации 0,1 – 3,0 м/сутки. На разном типе коллектора требуемые линейные скорости фильтрации обеспечиваются при градиентах давления более 0,1 МПа/м. Исследования ядра чаще проводятся при градиентах давления 1 МПа/м и более. Столь высокие значения характерны для призабойной зоны пласта. На удалении от ствола скважины в теле пласта градиенты давления на порядки меньше. В этой области исследования проницаемости и ФЕС ядра крайне ограничены, в том числе, из-за отсутствия соответствующего оборудования.

Однако проблема действующих стандартов лежит гораздо глубже. Все стандарты объединяет общий подход: измеряемые коэффициенты проницаемости, пористости, вытеснения, – характеризует исследуемый образец в целом. В действительности, каждый образец имеет сложную структуру поровых каналов, различного сечения, длины, объёма и проводимости. В поровых каналах с характерными радиусами от долей миллиметров до нанометров, велики капиллярные силы. Они отличаются по величине и при фильтрации флюидов играют роль внешнего трения, на преодоление которого для поддержания процесса фильтрации необходимы постоянные затраты энергии соответствующей величины для каждого канала. Стандарты исключили или как минимум ограничили возможность исследования неоднородности поровых каналов и их влияние на законы фильтрации.

В качестве меры капиллярных сил принято использовать капиллярное давление  $R_{кп}$ . По формуле Лапласа оно пропорционально величине поверхностного натяжения  $\sigma$  и обратно пропорционально радиусу кривизны поверхности. В капиллярах радиус кривизны определяется через радиус капилляра  $R$  и косинус угла  $\theta$ , образуемого поверхностями мениска жидкости и капилляра ►

$$P_{кп} = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{R} \quad (1)$$

Величина острого или тупого угла определяет степень смачиваемости или несмачиваемости поверхности капилляра жидкостью. При этом наличие капиллярного давления объясняется разницей между величиной потенциальной энергии молекул поверхностного слоя жидкости и внутри жидкости.

С позиции рассматриваемых причин падения извлекаемых запасов нефти в неоднородных низко проницаемых коллекторах практический интерес может представлять адсорбционное описание физической природы капиллярного эффекта.

Поверхность жидкого и твердого тела являются естественными природными адсорбентами. В трехфазной равновесной системе жидкость и поверхность порового канала находятся в термодинамическом равновесии с насыщенными порами жидкости. Поверхностный слой молекул жидкости можно рассматривать как двумерную жидкость, а процесс испарения или конденсации при изменении давления паров представляет собой процесс последовательных двумерных фазовых переходов: десорбции двумерного адсорбированного на поверхности жидкости слоя при снижении давления и двумерной конденсации при росте давления выше давления насыщения  $P_s$ .

Аналогичные фазовые переходы протекают и на поверхности твердого тела. Условие фазового перехода на границе раздела фаз записывается в виде [6, стр.2645-2647]

$$\frac{P_{2s}}{P_s} \cdot \exp\left(\frac{U_0 - U_1}{kT}\right) = 1 \quad (2)$$

Здесь:  $P_{2s}$  и  $P_s$  – давление паров при двумерном и трехмерном фазовом переходе,  $U_0$  и  $U_1$  – потенциальное поле поверхности твердого тела и жидкости,  $k$  – постоянная Больцмана,  $T$  – температура.

Процесс конденсации сопровождается выделением тепла, количественно равному изменению потенциальной энергии молекул при переходе их из газовой фазы  $U_1$  в поле поверхности адсорбента. При условии  $U_0 \gg U_1$  и  $U_1 \gg U_1$  уравнение фазового перехода (2) запишется в виде

$$\frac{P_{2s}}{P_s} \cdot \exp\left(\frac{Q_{ад} - E_1}{kT}\right) = 1 \quad (3)$$

Из уравнения (3) следует, что при теплоте адсорбции  $Q_{ад}$  равной теплоте конденсации  $E_1$  адсорбированная фаза представляет собой двумерный слой жидкости как на поверхности жидкости, так и на поверхности твердого тела. В трехфазной системе газ – жидкость – твердое тело при  $Q_{ад} = E_1$  плоскость контакта жидкость – твердое тело образуют прямой угол. При  $Q_{ад} > E_1$  на поверхности твердого тела происходит многослойная адсорбция с возрастающим числом слоев вблизи контакта поверхности твердого

тела с поверхностью воды, т.е. в зоне максимального значения потенциальной энергии молекул жидкости. Это приводит к образованию вогнутой поверхности с острым углом  $\theta$ , уменьшающимся с ростом величины  $(Q_{ад} - E_1)$ . Поверхность смачиваемая.

В тех случаях, когда  $(Q_{ад} - E_1) < 0$ , по условию фазового перехода (3) образование двумерного адсорбированного слоя жидкости на поверхности твердого тела возможно лишь при  $P_{2s} > P_s$ . При давлении насыщенных паров жидкости на поверхности твердого тела адсорбированный газ находящийся в динамическом равновесии с газовой фазой, не образует заполненный слой. На линии контакта жидкость – твердое тело потенциальная энергия молекул газовой фазы меньше, чем вблизи поверхности жидкости. Поверхность не смачивается данной жидкостью. В результате на границе фаз образуется выпуклая поверхность воды, характеризующаяся тупым углом  $\theta$ .

По мере уменьшения радиуса возрастает потенциальное поле поверхности капилляра, что проявляется в росте теплоты адсорбции как по величине так и по радиусу действия. Многослойная адсорбция паров жидкости на поверхности капилляра приводит к снижению давления паров в капилляре и подъему уровня жидкости. До тех пор, пока в центральной части капилляра потенциальная энергия молекул двумерного слоя жидкости не сравняется с соответствующей энергией молекул на пристеночном слое жидкости.

Увеличение теплоты адсорбции на несмачиваемой поверхности капилляра при прочих равных условиях означает, что при определенном радиусе теплота адсорбции станет равной или больше теплоты конденсации. Поверхность становится смачиваемой. Следовательно, смачиваемость определяется не только химическим составом жидкости и поверхности поровых каналов, но и геометрическими размерами последних. Поверхности макро и нано поровых каналов, как правило, смачиваемая. За счет высокой энергии связи молекул жидкости с поверхностью и с молекулами собственной жидкости происходит естественная капиллярная фильтрация жидкости. Однако, если по технологическим соображениям необходимо увеличить скорость фильтрации, то адсорбционные связи играют роль сопротивления, препятствуя быстрой фильтрации. Чем меньше характерный радиус поровых каналов, тем выше сопротивление фильтрации и тем при большей затрате энергии, т.е. при большем градиенте давления, соответствующая часть поровых каналов в горной породе перейдет в разряд технологического коллектора.

Рассматривая горную породу, имеющую сложную поровую структуру, как черный ящик с известными входными данными (пористость, проницаемость, давление, расход) и измеряемыми выходными (дебит, обводненность, давление) неизбежно приходим к выводу, что

ньютоновская жидкость в горной породе ведет себя как не ньютоновская с характерным начальным градиентом сдвига. Поэтому для описания гидродинамической модели пласта логично использовать достижения науки в области нелинейной фильтрации нефти в неоднородных пористых средах [7, стр.250]. Обобщенный закон Дарси для неоднородного пласта с начальным градиентом давления имеет вид

$$\bar{W}(x, y) = \frac{1}{\mu_n} \sum_{i=1}^n \left[ Knp_i \cdot h_i \cdot \nabla P(x, y) - Knp_i \cdot h \cdot G_i \cdot \frac{\nabla P(x, y)}{|\nabla P(x, y)|} \right] \quad (4)$$

$$\bar{W}(x, y) = 0 \quad \text{при} \quad |\nabla P(x, y)| < G_i$$

Здесь:  $\bar{W}$  – скорость фильтрации,  $\mu_n$  – вязкость нефти,  $Knp_i$  – коэффициент проницаемости,  $G_i$  – начальный градиент давления. Суммирование проводится по тем индексам, для которых  $G_i < |\nabla P(x, y, z)|$

Важнейшая особенность фильтрации с начальным градиентом давления состоит в том, что даже при длительной «промывке» нельзя извлечь нефть полностью из-за невозможности обеспечить поле давлений по всей площади, позволяющее преодолеть начальный градиент давления.

К сожалению, геологические и гидродинамические модели пласта как с линейной так и нелинейной фильтрацией базируются в соответствии с действующим стандартами, на средних значениях абсолютной и фазовой проницаемости, начального градиента давления. Для однородных высокопроницаемых коллекторов такой подход условно приемлем. Для неоднородных низкопроницаемых коллекторов необходим принципиально иной подход, который можно назвать молекулярно-статистическим.

Методы статистического описания пористости и проницаемости коллекторов хорошо известны [8, стр.10-60], но недостаточны. Их необходимо дополнить статистической характеристикой энергетической структуры коллекторов и размещающихся в них флюидов [9, стр.7-9]. Она должна описывать распределение поровых каналов по минимальным градиентам давления, при которых соответствующие поровые каналы участвуют в фильтрации соответствующих флюидов. Для примера в таблице 1 приведены предельные радиусы фильтрации лёгкой газонасыщенной нефти плотностью 730 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 1,12 мПа·с в поровых каналах с разным градиентом давления фильтрации в диапазоне 0,002 – 0,073 МПа/м при депрессии  $\Delta P$  на пласт 19,5 МПа и 6 МПа.

Из таблицы 1 следует, что область питания скважин, как и зона воздействия нагнетательных скважин вертикального типа при наличии перепада давления 6,0 МПа и 19,5 МПа для высокопроницаемых поровых каналов с начальным градиентом давления фильтрации 0,002 МПа/м ограничена радиусом 530 м и ►

1300 м соответственно. С уменьшением характерного размера поровых каналов и ростом капиллярных сил снижаются радиусы фильтрации до 24м и 65м соответственно. Запасы нефти в поровых коллекторах, подвижных при градиентах давления 0,007 МПа/м и выше, не могут быть извлечены в водонапорном режиме с сеткой скважин более 168 м при депрессиях на пласт менее 6,0 МПа. Эта часть запасов нефти (коллектора) не охвачена воздействием, а соответствующая часть горной породы относится к неколлектору. Увеличение извлекаемых запасов нефти, то есть КИН, обеспечивается изменением поля давлений. В частности, запасы нефти в рассматриваемых поровых каналах переходят в категорию извлекаемых в радиусе 350 м при перепаде давления на границах 19,5 МПа.

Лабораторные исследования ФЕС ядра, как правило, проводятся в условиях линейного закона распределения давлений в модели пласта. Из Таблицы 1 следует, что в поровых каналах с  $\nabla P_0 = 0,007$  МПа/м при депрессии 6,0 МПа радиус фильтрации составляет 857 м, по сравнению с 168 м в радиальном коллекторе. В рассматриваемом диапазоне начальных градиентов давления фильтрации радиусы фильтрации в линейных моделях в 3-7 раз больше, чем в реальных коллекторах, где давление в пласте подчиняется логарифмическому закону. Следовательно, исследования коэффициента вытеснения нефти водой в линейном коллекторе автоматически завышают КИН при его использовании в гидродинамических (ГД) моделях пластов конкретных залежей нефти.

Таким образом, одна из причин «падения КИН» – действующие стандарты, которые:

- применимы для призабойных зон пласта, но неприменимы на расстоянии более 100-150 м от забоя
- представляют сложную структуру ядра в виде средних параметров:

коэффициентов пористости, проницаемости, вытеснения

- предусматривают перенос средних параметров ядра, полученных на линейных моделях на радиальные системы.

Важно подчеркнуть, что молекулярно-статистическая модель даёт математическое и физически понятное определение для выбранной системы разработки доли подвижных, т.е. извлекаемых запасов нефти, долю неколлектора и охвата воздействием, а так же даёт расположение оставшихся неизвлечённых запасов нефти. Более того, молекулярно-статистическая модель позволяет оптимизировать технологическую и экономическую составляющие проекта разработки, исходя из имеющихся возможностей создания необходимого поля давлений в пласте.

В таблице 2 в качестве примера приведены результаты расчёта извлекаемых запасов нефти в водонапорном режиме [9] КИН-ВП и в режиме пенной фильтрации углеводородов в пласте КИН-ПРФУ. В разработанной программе расчёта использована молекулярно-статистическая модель, которая включает поровую, гидродинамическую и энергетическую структуру запасов нефти в пласте. Базой для сравнения служат фактически достигнутые при обводнённости более 95% значения КИН.

По первым трем месторождениям наблюдается хорошее согласие результатов расчета коэффициента извлечения нефти с фактом. По Талинской и Кетовской залежам нефти принятая ГКЗ величина коэффициента извлечения нефти в водонапорном режиме по современным гидродинамическим моделям завышена в 1,3 и 2,2 раза соответственно. В данном примере видимая причина падения КИН – не удовлетворительная работа использованных гидродинамических моделей пласта. Молекулярно-статистический подход без адаптации дает значение коэффициента извлечения нефти в водонапорном режиме, которое хорошо

согласуется с фактом, а применение инновационной технологии – режима пенной фильтрации углеводородов в пласте позволяет повысить КИН.

В основу программы расчета КИН-ВП заложена статистическая модель, согласно которой каждый образец ядра представляет собой набор микроколлекторов разной пористости и проницаемости. Абсолютная газовая проницаемость ( $K_{пр}$ ) и пористость ( $K_p$ ) образца ядра является интегральной характеристикой. Наличие статистически представительного объема исследований ядра и результатов интерпретации ГИС позволяет представить всё месторождение в виде цилиндра с характерными размерами, а весь добывающий фонд скважин – одной скважиной, расположенной в центре цилиндра. В условиях поддержания пластового давления на боковой границе цилиндра сохраняется пластовое давление ( $P_{пл}$ ).

Дополнительно вводится понятие «энергетическая структура запасов», учитывающая капиллярные силы. В качестве количественной характеристики капиллярных сил используется величина градиента давления ( $\nabla P_i$ ), обеспечивающего промышленную значимую подвижность флюида.

Энергетическая структура запасов определяется исследованием фильтрации соответствующих флюидов (углеводородный газ, пластовая нефть, вода) при градиентах давления от 1,0 МПа/м до 0,001МПа/м, либо методами хроматографии. В результате таких исследований устанавливается зависимость подвижности запасов ( $W_{пз}$ ) от пористости и проницаемости коллектора  $W_{пз} = W(K_{прj}, K_{нк}, \nabla P_i)$ .

Рассмотрим на примере Гарюшинского месторождения схему применения молекулярно-статистической модели расчёта. По результатам исследования пористости, проницаемости, фильтрационно-ёмкостных свойств образцов ядра построена структура коллектора Гарюшинского месторождения в виде интегральных характеристик Рис. 1-3 На рисунке 3 приведена энергетическая структура запасов Гарюшинского месторождения. Из приведенной энергетической структуры запасов видно, что для извлечения 39,6 % запасов нефти, принятом в подсчете запасов, необходимо в линейном коллекторе создать градиент давления  $P_i=0,058$  МПа/м. В линейном коллекторе при расстоянии между нагнетательной и ближайшей эксплуатационной скважиной по тех. схеме разработки равном 450 метров для этого необходимо создать перепад давления 26,1 МПа. В радиальном коллекторе в водонапорном режиме при расстоянии между добывающими скважинами 450 метров добиться градиента давления 0,058 МПа/м по всей площади практически невозможно, что ставит под сомнение обоснованность принятого значения КИН.

На базе статистической геолого-физической структуры коллектора и размещенного в поровых каналах флюида разработана программа расчета КИН в водонапорном режиме, названная ►

№ п/п	Градиент давления фильтрации, МПа/м	Линейный закон при депрессии на пласт		Логарифмический закон при депрессии на пласт	
		$\Delta P=19,5$ МПа	$\Delta P=6,0$ МПа	$\Delta P=19,5$ МПа	$\Delta P=6,0$ МПа
1	0,002	9750	3000	1300	530
2	0,007	2785	857	350	168
3	0,013	1500	461	270	102
4	0,024	813	250	160	61
5	0,054	361	111	84	32
6	0,073	264	82	65	24

Таб. 1. Радиус фильтрации в поровых каналах при различной депрессии

Юрские залежи	КИН					
	Факт на 1.01.04	По ГД* моделям		КИН-ВП		КИН-ПРФУ
	ВГФ**	$\pm \Delta$ КИН %	По $\nabla P$	$\Delta$ КИН%		
Мортымья-Тетеревская	0,508	0,515	1,8	0,498	1,6	0,60
Южно-Тетеревская	0,396	0,406	2,5	0,435	9,8	-
Восточно-Тетеревская	0,427	0,433	1,4	0,421	1,4	-
Талинская	0,110	0,257	134	0,105	4,5	0,36
Кетовская	0,098	0,320	226	0,094	4,1	0,34

Таб 2. Результаты сравнительной оценки КИН, полученных различными методами, с фактически достигнутым при обводнённости более 95 %

КИН-ВП. Принципиальная схема расчета приведена на рисунке 4.

Порядок проведения расчетов по программе КИН-ВП состоит в следующем, берутся исходные данные: пластовое давление 23,5 МПа, забойное давление на добывающей скважине 12,0 МПа, коэффициент нефтенасыщенности  $K_n=0.84$ , коэффициент продуктивности 3,7 т/сут/МПа.

На базе результатов исследования ядра и интерпретации ГИС строится статистическая геолого-физическая модель пласта: энергетическая структура запасов нефти  $\nabla P_i$ , рисунок 3; гидродинамическая структура коллектора  $K_{прj}$ , рисунок 2; поровая структура коллектора  $K_{пк}$ , рисунок 1.

Весь добывающий фонд из 225 скважин сводится к одной скважине с радиусом питания 254 м. Это соответствует площади питания скважин, пробуренным на расстоянии 450 м по квадратной сетке. На краевой зоне питания скважины поддерживается пластовое давление нагнетательным фондом по очагово-избирательной системе. Площадь питания скважины делится на цилиндры, высота которых соответствует средней эффективной нефтенасыщенной мощности 1,6 м для пластов До1+До2. Внутренний радиус цилиндров  $R_i$ , внешний радиус  $R_{i+1}$  м. На каждом  $i$ -ом шаге определяется объем коллектора  $V_i$  и градиент давления  $\nabla P_i$ .

При каждом значении  $\nabla P_i$  производится перебор значений  $K_{прj}$  в соответствии с гидродинамической и поровой  $K_{пк}$  структурой коллектора, определяется доля подвижных запасов нефти  $КИН_{jk}$ .

Коэффициент извлечения нефти КИН определяется как сумма подвижных запасов  $\sum \sum \sum KИН_{jk}$  на каждом шаге поля давлений с учетом объемной доли коллектора на каждом шаге и поправки на обводненность.

Согласно проведенному расчету извлекаемые запасы нефти в водонапорном режиме по объекту До1+До2 составляют 26 % отчисляющихся на баланс.

Рассмотрены варианты ГТМ по повышению КИН. Исходя из сравнения величины КИН расчетного и фактического, см. таблицу 2, можно предполагать, что классические методы повышения нефтеотдачи, включая ГРП, позволяют увеличить КИН на 4,5-5,0 %. Однако они ведут к росту себестоимости добычи нефти. По программе КИН-ВП приведена оценка КИН при использовании форсированного режима работы скважины при забойном давлении 5,0 МПа. В условиях поддержания режима, исключающего опережающий отбор газовой фазы, КИН возрастает до 32 %. На практике форсированные режимы работы скважин нередко сопровождаются разгазированием нефти в пласте и опережающим отбором газовой фазы, что приводит к снижению не только дебита скважин, но и к снижению КИН. Для контроля отборов газа управления форсированным режимом работы скважин необходимо проведение мониторинга газового фактора.

На рисунке 5 показана выработка запасов нефти на площади радиуса питания скважин 254 метра в водонапорном режиме. При поддержании на контуре питания начального пластового давления, а на забое добывающих скважин давление, близкое к среднему

давлению насыщения, выработка запасов по мере удаления от забоя снижается до 40 % на расстоянии 33 метров. В радиусе питания 75-254 метра выработка запасов составляет 30-18 %. Вымывается высокопроницаемый так называемый «суперколлектор», что связано с логарифмическим характером распределения давления по площади залежи.

При форсированных режимах отбора извлекаются запасы нефти от 90 % до 40 % в радиусе 50 метров, а в радиусе 75-254 метра выработка возрастает

до 37-22 %, что обеспечивает увеличение КИН с 26 % до 32 %.

Следует отметить, что при форсированных режимах зона разгазирования и возможной опережающей фильтрации газа не превышает 15 метров, что не может существенно повлиять на нефтеотдачу и процесс обводнения скважин.

По мере выработки запасов нефти из высокопроницаемой части коллектора и роста обводненности продукции скважины выше 60 % эффективным методом повышения нефтеотдачи является переход на режим пенной фильтрации углеводородов в пласте [9]. Экспериментальные исследования и расчеты показывают, что в рассматриваемом варианте без уплотнения сетки скважин режим пенной фильтрации позволяет дополнительно извлечь 7,4 % геологических запасов нефти за счет энергии растворенного газа. При этом КИН достигнет близкого к проекту значения 0,394.

**Таким образом:**

- детальный анализ поровой, гидродинамической и энергетической структуры ►

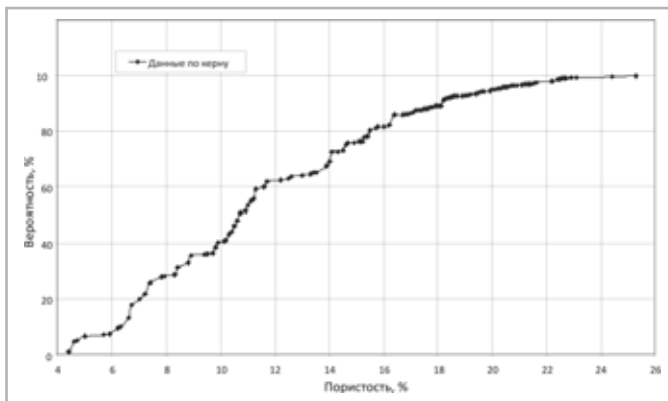


Рис. 1 Поровая структура коллектора. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

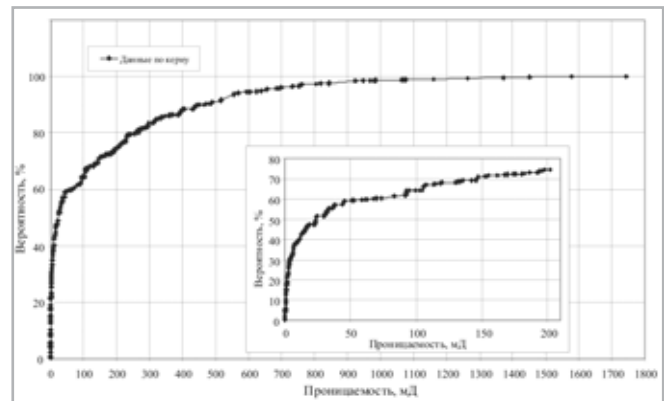


Рис. 2 Гидродинамическая структура коллектора. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

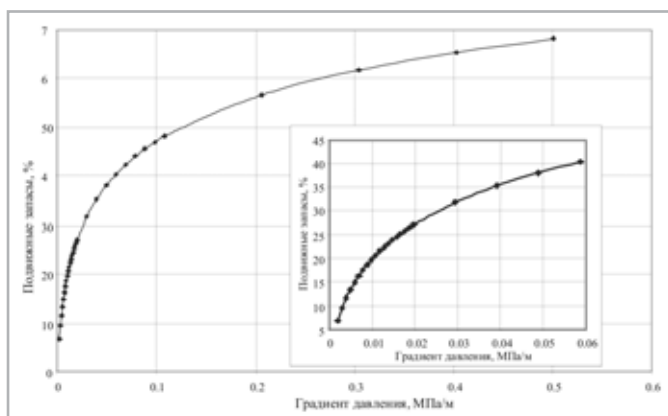


Рис. 3 Зависимость подвижных запасов от градиента давления. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

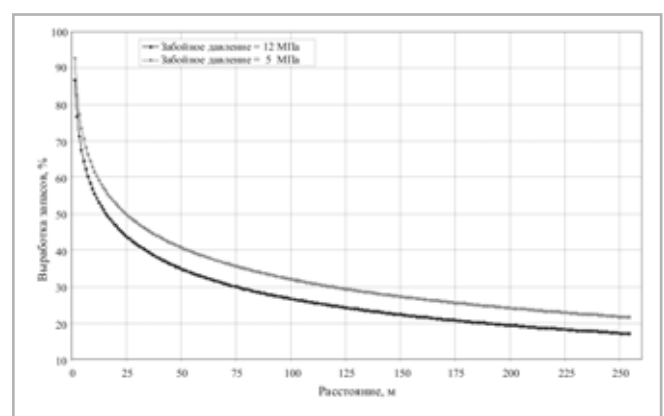


Рис. 5 Выработка запасов. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

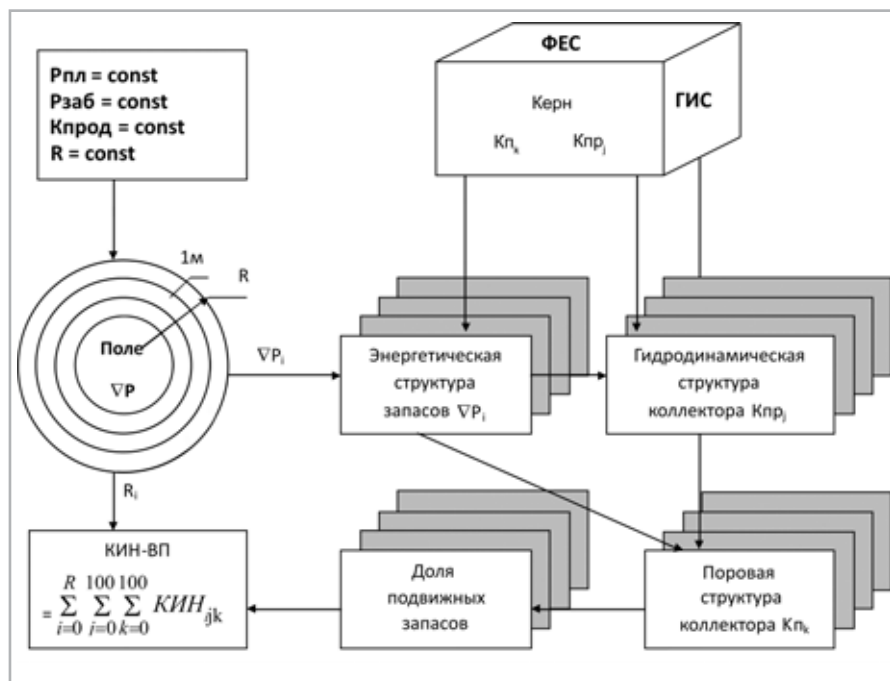


Рис. 4 Схема расчета КИН в программе КИН-ВП

коллекторов и имеющихся геологических запасов нефти показывает, что классический метод разработки с поддержанием пластового давления не обеспечивает проектное значение КИН, что и является основной причиной падения КИН

- коэффициент извлечения нефти можно повысить применением инновационных технологий, в данном случае форсированного режима работы скважин при поддержании пластового давления

избирательной системой ППД с последующим переходом на режим пенной фильтрации углеводородов в пласте

- решение проблемы повышения эффективности разработки геологических запасов нефти и прироста извлекаемой части лежит на пути использования молекулярно-статистического описания законов нелинейной фильтрации, обусловленной тонкой структурой породы коллекторов. ■

**ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:**

1. Мухамедзянов Р.Н. и др. Проблемы и пути совершенствования разработки нефтяных месторождений ноябрьского региона в современных экономических условиях. Труды всероссийского совещания «Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений», Альметьевск, 2000г
2. Батурич Ю.Е. и др. Способ разработки нефтяного месторождения с искусственным поддержанием пластового давления. Патент RU 2190761C1, Бюл. №28, 10.10.2002
3. Кашик А.С., Лисовский Н.Н., Билибин С.И.. О полноте нефтеизвлечения при добыче углеводородов. Вестник ЦКР Роснедра №6 2009г
4. Щербачев В.П., Бродский П.А., Гутман И.С. Нефтеотдача и коммерческая оценка запасов нефти в современных условиях. Вестник ЦКР Роснедра. №3/2008
5. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86-издание официальное
6. Ярышев Г.М., Суетин П.Е. К вопросу о физической адсорбции газов на твердом теле. Журнал физической химии. М. №10, 1972г
7. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. Москва, ОАО «ВНИ-ИОЭНТ», 2000г
8. Справочная книга по добыче нефти. Москва, «Недра», 1974г
9. Ярышев Г.М. Снижение себестоимости нефти – задача выполнимая. Экспозиция Нефть Газ. №2/Н (02) апрель 2009г.



Международная специализированная выставка

# Нефтьгаз. Химия

## САМАРА 2010

### 20 - 22 октября

- ◆ Геология и геофизика нефтегазодобычи
- ◆ Бурение скважин. Нефтегазодобыча
- ◆ Хранение и переработка нефтегазового сырья
- ◆ Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
- ◆ Оборудование для нефтегазового комплекса
- ◆ Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- ◆ Промышленная безопасность и экология нефтехимического и нефтегазового комплекса

ВК «Экспо-Волга»  
г. Самара, ул. Мичурина, 23А  
Тел./факс: +7 (846) 279-07-08, 270-34-05  
oil@expo-volga.ru

[www.gasoil-expo.ru](http://www.gasoil-expo.ru)

