

**ИЗМЕНЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ПРИРОДЫ ПОВЕРХНОСТИ
КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОВ**

MODIFICATION OF MOLECULAR STRUCTURE ON RESERVOIR SURFACE
WHILE LOW-PRESSURE GASES CENOMANIAN DEPOSITS EXPLOITATION

Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, Ш. А. Арсан

Yu. V. Vaganov, A. K. Yagafarov, Sh. A. Arsan

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: сеноманская залежь; завершающая стадия эксплуатации; газовая скважина; эффективная толщина; гидрофобизация; угол смачивания

Key words: Cenomanian deposits; last stage of exploitation; gas well; net pay; hydrofobisation; contact angle

Энергетическая стратегия России предусматривает увеличение добычи газа до 885–940 млрд м³ в год. При этом основной объем добычи, около 80 % (608–625 млрд м³ газа), отбирается из высокоамплитудных гигантских сеноманских газовых залежей севера Западной Сибири (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др.). Разработка данных месторождений берет свое начало с 70-х годов прошлого столетия, извлечено более 75 % от начальных запасов газа, при этом использование традиционных технологий ограничивает конечную газоотдачу на уровне 85 %, что обуславливает после завершения разработки в сеноманских отложениях Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений неизвлеченными более 1 500 млрд м³ газа, из которых более 500 млрд м³ составит низконапорный газ в свободном состоянии. В связи с этим, проблема увеличения газоотдачи пласта является актуальной на ближайшие десятилетия газодобычи в стране.

На территории Западной Сибири в сеноманском продуктивном комплексе открыто 78 залежей, из которых 73 — газовые, четыре (Тазовское, Русское, Северо-Комсомольское, Варьеганское) — газонефтяные и одна нефтяная (Ай-Ягунское месторождение в пределах Каймысовской нефтегазоносной области). Газоносность установлена на площади, протягивающейся от Ваньеганского на юге, до Малыгинского на севере (свыше 1 500 км) и от Харасавэйского на западе до Усть-Часельского на востоке.

Сеноманские газовые залежи характеризуются идентичностью геологического строения, что позволяет обобщить основные геолого-физические характеристики. При этом залежи являются массивными, водоплавающими и их объем определяется кровлей пласта и поверхностью газодляного контакта (ГВК), газонасыщенная толщина достигает 250 м.

Эксплуатации сеноманской залежи на заключительной стадии добычи газа осложняется обводнением продукции скважин, за счет подъема ГВК, а также латерального внедрения законтурных пластовых вод. Что в свою очередь приводит к разрушению прискважинной зоны пласта (ПЗП) вследствие размыва глинистого цементирующего материала и выноса матричной породы с образованием прочной глинисто-песчанной пробки (ГПП), что так же оказывает негативное абразивное воздействие на трубопроводы устьевой обвязки и технологическое оборудование. При этом скорость потока газа, с позиций выноса жидкости и песка с забоя скважины, а также минимальной коррозии технологического оборудования, необходимо поддерживать на уровне не менее 5 м/с, однако при этом требуются соответствующие, сравнительно большие диаметры обсадных колонн и фонтанных труб ($D_{\text{обс}} = 0,219$ м, $d_{\text{нкт}} = 0,168$ м) [1]. К примеру, технологический режим эксплуатации скважин на Вынгапуровском месторождении не позволяет поддерживать ско-

рость на указанном уровне (средняя величина скорости потока газа составляет 4,1 м/с), что приводит к накоплению на забое жидкости, и вызывает «самозадавливание» скважин. Эксплуатация данных скважин имеет эпизодический характер и нестабильный технологический режим, что в условиях заключительной стадии разработки залежи отрицательно сказывается на динамике пластового давления. Следовательно, подъем ГВК, образование песчаных пробок в призабойной зоне являются процессами взаимосвязанными и их следует рассматривать как единую систему [2].

С другой стороны, основным негативным моментом внедрения пластовой воды является «защемление» (образование водных барьеров) запасов газа, только по Вынгапуровскому месторождению величина защемленных запасов по модельным расчетам составляет 7,8 млрд м³, или 2 % от начальных запасов [3].

В связи с этим, сохранение числа добывающих скважин является важным для поддержания площади дренирования и объемов дренируемых запасов свободного газа, а сокращение действующего фонда ведет к ухудшению отработки залежи и снижению конечной газоотдачи. Это обуславливает проведение ремонтно-восстановительных работ (РВР) в скважине методами, направленными на снижение обводненности продукции с предварительной нормализацией забоя, с целью поддержания добычи газа на проектном уровне.

Эффективность технологий ограничения водопритокров и повышение продуктивности скважин по газу определяется тем, насколько выбранный механизм их реализации соответствует механизму возникновения водопроявлений [4].

В природных породах-коллекторах присутствует прочносвязанная (адсорбированная), рыхлосвязанная (вода диффузных слоев) и свободная вода. Такое деление справедливо для артезианских бассейнов при наличии в пласте однородной жидкости — пластовой воды. При этом в природе не существует четких границ между пластовыми флюидами, свободный газ и свободная вода разделены между собой в залежах по гравитационно-капиллярному принципу: водонасыщенность закономерно возрастает по мере приближения к полностью водонасыщенным породам (к «зеркалу свободной воды»).

С целью определения характера водонасыщенности по высоте сеноманской залежи были проанализированы результаты испытания разведочных скважин на Ямбургском месторождении, на этапе поиска залежей углеводородов [5]. По методике, изложенной в работе [6, 7], изучалось распределение коэффициента газонасыщенности (k_g), как наиболее коррелируемого с фазовой проницаемостью по несмачивающей жидкости, в зависимости от абсолютной глубины залегания пластов (или удаления по вертикали пласта от отметки ГВК) по всем скважинам месторождения.

При этом в работе [5] выделяется две самостоятельные зоны — предельного газонасыщения и слабогазонасыщенная. Границей раздела между предельно- и слабогазонасыщенными коллекторами является ГВК1, а ГВК2 — граница между слабогазонасыщенными и явно водонасыщенными коллекторами. Что подтверждает наличие обширной зоны со слабым газонасыщением под гигантскими газовыми залежами, впервые это явление было отмечено на примере Уренгойского месторождения Салмановым Ф. К. в 80-х годах прошлого столетия.

При подсчете запасов газа в сеноманской залежи (в зоне до ГВК1), в работе [5], коэффициент газонасыщенности (k_g) был принят равным 0,75, а в зоне слабого газонасыщения (впервые рассматривается как подсчетный объект) принят равным 0,47, что близко к критической газонасыщенности коллекторов, когда вода при малых градиентах давления обладает только капиллярной подвижностью (рис. 1). На рис. 1 ось абсцисс является положение ГВК1, а положение ГВК2 на 20 м ниже.

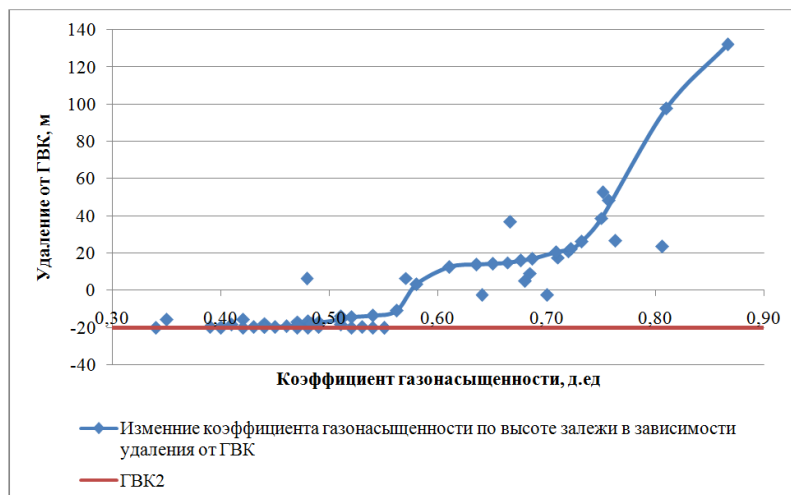


Рис. 1. Изменение коэффициента газонасыщенности в зависимости удаления пласта от полностью водонасыщенных пород («зеркало свободной воды»)

При этом в подсчете запасов свободного газа в сеноманской залежи Ямбургского месторождения было принято, положение ГВК при эксплуатации залежи проводить по границе между зонами с безводной фильтрации и совместной фильтрации газа и воды (положение ГВК1), в этом случае извлекаемые запасы газа составили 5 479,8 млрд м³, при этом запасы слабогазонасыщенной зоны не были учтены в количестве, равном 1 010,8 млрд м³ [5].

В связи с наличием значительных запасов газа, находящихся в переходной зоне сеноманской залежи, наибольший интерес представляет слабогазонасыщенная (недонасыщенная) зона продуктивного пласта, условная толщина которой составляет 20 м, как с позиций прироста запасов газа, так и схожести состояния залежи в современных условиях разработки месторождения на завершающей стадии эксплуатации (рис. 2).

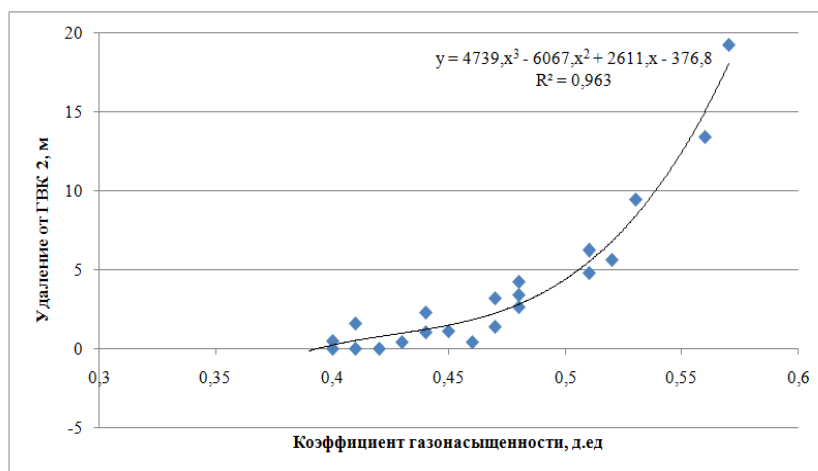


Рис. 2. Изменение коэффициента газонасыщенности слабогазонасыщенной зоны в зависимости от удаления залежи по высоте от ГВК2

Анализ изменения k_f от удаления газовой контактной зоны выявил, что зона недоныщения разделена на две самостоятельные подзоны. Первая расположена непосредственно над плоскостью ГВК, она выделяется по резкому спаду градиента $dk_f/d(\Delta H)$, величина данной зоны варьируется от 0 до 2 м (рис. 3). Согласно В. К. Федорцова, данная зона именуется как область течения диффузных слоев. При этом в данной зоне капиллярные силы проявляются слабее, поэтому подвижность поровой воды в ней выше.

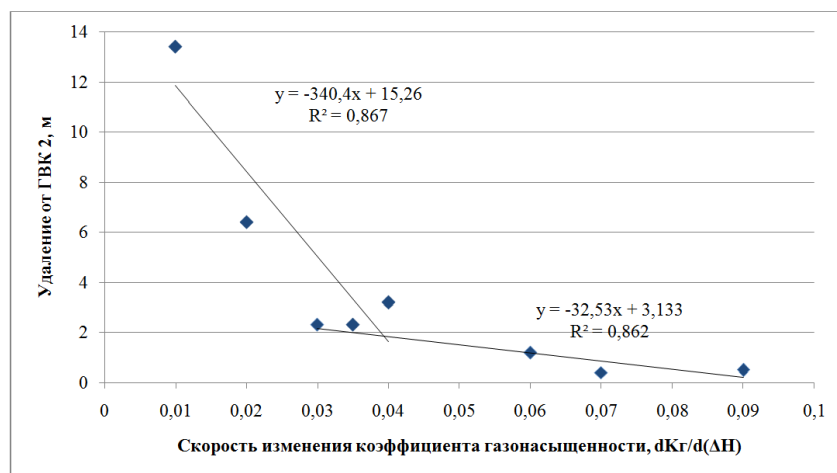


Рис. 3. Скорость изменения коэффициента газонасыщенности в зависимости от удаления залежи по высоте от ГВК2

Второй подзоной, которая ярко выражается на рис. 3, является зона недоныщения порового объема коллектора газом. В зоне недоныщения, наряду с подвижными углеводородами и связанной водой, находится некоторое количество свободной пластовой воды, при этом водонасыщенность коллектора убывает за счет снижения доли диффузных слоев при создании на пласт градиента давления.

Относительная проницаемость для воды в пределах всей зоны стремится к нулю, тогда как на верхней газонасыщенность достигает своего максимального значения ($k_f = 0.57$), и при соблюдении правильной технологии отбора из этой зоны возможно получение притоков газа.

С другой стороны, согласно методике определения предельного безводного дебита скважины ($Q_{пб}$), описанной в работе [1], чем меньше степень вскрытия продуктивного пласта (h') и чем больше при этом величина допустимой депрессии на пласт, тем меньше предельно безводный дебит скважины. С увеличением степени вскрытия пласта предельно безводный дебит скважины резко растет до величины $h' \geq 0.5$. Затем, по мере увеличения степени вскрытия до 1, предельно безводный дебит начинает интенсивно падать, при этом влияние допустимой депрессии на пласт становится определяющим в процессе обводнения продукции скважины [1]:

$$\Delta P_{дон}^2 = (P_{пл} - P_{з.дон}) \cdot (P_{пл} + P_{з.дон}) = 0,1 \left[(h - h_g) \cdot (\rho_g - \rho_{гп}) \cdot g \right] / \eta, \quad (1)$$

где ΔP^2 — допустимая депрессия на пласт при наличии подошвенной воды, МПа; η — высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа, м; h — толщина пласта, м; h_g — вскрытая толщина пласта, м.

Поэтому увеличение степени вскрытия пласта либо уменьшение газонасыщенной толщины пласта (h) за счет подъема ГВК приближает $\Delta P_{дон}$ к нулю.

Это означает, что при постоянной величине вскрытой толщины $h_{вс}$ (рис. 4) и подъеме ГВК толщина газоносного пласта уменьшается от $h_{гн}$ до $h_{гт}$, а расстояние между ГВК и нижней границей интервала вскрытия от $h_{гн} - h_{вс}$ до $h_{гт} - h_{вс}$.

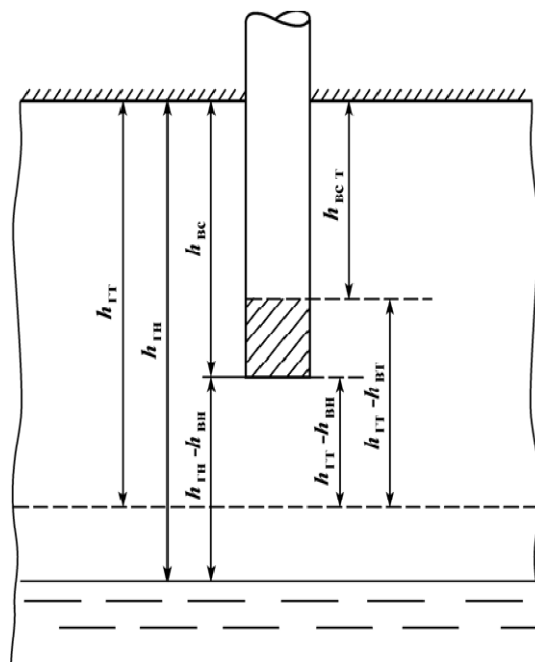


Рис. 4. Схема изменения положения газоводяного контакта и степени вскрытия пласта вертикальной скважиной в процессе разработки

Чтобы сохранить первоначальную величину $h_{гн} - h_{вс}$, необходимо поднять нижний интервал вскрытия до $h_{вс т}$, что приведет к снижению дебита за счет снижения газонасыщенной толщины пласта при постоянной допустимой депрессии на пласте. Это означает, что необходимо сохранить газонасыщенную толщину продуктивного пласта неизменной в процессе эксплуатации сеноманских низконапорных газов из слабогазонасыщенной (недонасыщенной) зоны продуктивного пласта, а также при разработке залежи на завершающей стадии.

Опыт водоизоляционных работ показывает, что основное направление работ связано с образованием водонепроницаемого экрана на определенной глубине продуктивного пласта. При этом данные работы классифицируются как селективные и не селективные, основной задачей которых является установка водонепроницаемого экрана на определенной глубине пласта, что в свою очередь уменьшает толщину газонасыщенной части продуктивного пласта по причине подъема ГВК. С другой стороны при высокой обводненности пласта любой реагент реагирует не со всем объемом связанной воды, а только с ее частью. Поэтому в результате реакции (полимеризации, поликонденсации и т. д.) структура водонепроницаемого экрана в поровом пространстве коллекторов формируется не на твердой поверхности, а на тонком слое воды (твердая поверхность — слой воды — полимерная пленка). При длительной эксплуатации скважины, за счет возникающих знакопеременных колебаний, это приводит к разрушению образованного водонепроницаемого экрана, и скважина начинает работать в режиме высокой обводненности продукции [6].

В связи с этим, при эксплуатации низконапорных газов из слабогазонасыщенной (недонасыщенной) зоны продуктивного пласта, а также при разработке сеноманской

газовой залежи на завершающей стадии эксплуатации, требуется изменение подхода к проведению водоизоляционных работ, с обязательным сохранением газонасыщенной толщины продуктивного пласта. Это связано с изменением свойств самой породы, слагающей продуктивный пласт, с гидрофильных на гидрофобные.

Гидрофобными или водоотталкивающими называют породы, поверхность которых не смачивается водой. Степень смачиваемости твердого тела жидкостью определяется отношением между адгезией жидкости к твердому телу и когезией самой жидкости, что характеризуется углом смачивания или краевым углом между поверхностью твердого тела. Известно, что при всех процессах смачивания происходит не взаимодействие жидкости с твердой поверхностью, а взаимодействие жидкости с поверхностным слоем твердого тела, покрытым пленкой адсорбированного пара смачивающей жидкости, что объясняется процессом гистерезисом смачивания. При этом краевой угол жидкости на поверхности твердого тела будет тем больше, чем больше различие в их полярности, так как с его увеличением ослабляется взаимодействие молекул жидкости и твердого тела. Таким образом, гидрофобность поверхности зависит от полярной фазы, на границе с которой образовалась или находится эта поверхность. К числу веществ, характеризующихся особенно сильным и устойчивым понижением смачиваемости пород водой при адсорбции их на поверхностях, относятся кремнийорганические полисилоксановые полимеры. Данные соединения являются поверхностно-активными, состоящими из полярных силоксановых группировок Si—O и неполярных углеводородных радикалов, которые, адсорбируясь на гидрофильной поверхности, обращаются к нему своими полярными группами. При такой ориентированной адсорбции углеводородные радикалы ориентируются наружу так, что адсорбционный слой напоминает щетку, благодаря чему гидрофильное ранее твердое тело становится гидрофобным, тем сильнее, чем выше концентрация адсорбированного вещества. Кроме того, на поверхностях, покрытых гидрофобизирующим ориентированным адсорбционным слоем, резко увеличивается гистерезис смачивания, что еще больше понижает смачивание таких поверхностей [8].

С другой стороны, строение продуктивной толщи сеноманской газовой залежи представлено чередованием преимущественно песчаных алеврито-глинистых пачек и пластов различной толщины. В разрезе преобладают песчано-алевролитовые породы (60–90 %) различных кондиций, различаемые по проницаемости от 0,001 до 7 мкм и открытой пористости от 22 до 44 %. Данную структуру можно рассматривать как систему открытых капилляров, доступную для перемещения в них воды, что приводит к появлению капиллярного давления (Р), вызывающего всасывание жидкости внутрь капилляра на высоту h:

$$P = \frac{2 \cdot \sigma}{r}, \quad (1)$$

где σ — поверхностное натяжение на границе жидкость — твердое тело; r — радиус капилляра.

При этом капиллярное давление поднимает жидкость до тех пор, пока оно не уравновесится гидростатическим давлением столба поднявшейся жидкости, тогда высота поднятия жидкости в капилляре, который имеет абсолютные смачиваемые стенки, определяется как

$$h = \frac{2 \cdot \sigma}{r \cdot g \cdot \rho}, \quad (2)$$

где g — ускорение свободного падения; ρ — плотность жидкости.

С другой стороны, при ухудшении смачиваемости стенок капилляра капиллярное давление понижается пропорционально косинусу краевого угла смачивания ($\cos\theta$), тогда высота капиллярного поднятия выражается формулой Жюрене:

$$h = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta}{r \cdot g \cdot \rho}. \quad (3)$$

Соответственно, высота поднятия воды в порах обратно пропорциональна их радиусу и прямо пропорциональна косинусу краевого угла смачивания ($\cos\theta$). Таким образом, чем выше угол смачивания пористого материала, тем меньшим капиллярным подсосом он обладает. При этом в случае, если краевой угол смачивания больше 90° ($\theta > 90$), величина $\cos\theta$ изменяет знак, а следовательно изменяется и направленность капиллярного давления, которое, наоборот, препятствует проникновению жидкости в поры, что объясняет наличие противокapиллярного давления.

Именно благодаря наличию противокapиллярного давления гидрофобные пористые материалы, оставаясь непроницаемыми для воды, остаются газопроницаемыми.

Список литературы

1. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
2. Ваганов Ю. В. Разработка и совершенствование технологий расконсервации и освоения газовых скважин в сложных климатических условиях Крайнего Севера Западно-Сибирского ТЭК: автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Тюмень, 2008. – 24 с.
3. Колмаков А. В., Кротов П. С., Кононов А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. – СПб.: Недра, 2012. – 176 с.
4. Ваганов Ю. В. Применение кремнийорганических соединений при ремонтно-изоляционных работах на месторождениях Западной Сибири / Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Э. Ш. Мамедкаримов, О. С. Голубева // Наука и ТЭК. – 2012. – № 4. – С. 54-56.
5. Пересчет запасов свободного газа в сеноманской залежи Ямбургского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 1. II. 1983 г. Тюмень 1983 г. Протокол № 9284 заседания государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при совете министров СССР (ГКЗ СССР) от 19.08.1983 г.
6. Клещенко И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: уч.пособ. / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
7. Ягафаров А. К., Клещенко И. И., Пешков В. Е. Эффективность методов воздействия на призабойную зону пластов при поисках и разведке нефти и газа в Западной Сибири (на примере Среднеобской нефтегазоносной области): Обзор: геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М.: ВИЭМС, 1984.
8. Пашенко А. А., Воронков М. Г., Михайленко Л. А., Круглицкая В. Я., Ласская Е. А. Гидрофобизация. – Киев: Наукова думка, 1973. – 240 с.

Сведения об авторах

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ягафаров Алик Каюмович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694

Арсан Шадн Асанович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286694

Information about the authors

Vaganov Yu. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Industrial University of Tyumen

Yagafarov A. K., Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390346

Arsan Sh. A., postgraduate of Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)286694